



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO  
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

JOONAS MATILAINEN  
KIINTEÄN POLTTOAINEEN LÄMPÖLAITOKSEN YHDISTETYN  
LÄMMÖN- JA SÄHKÖNTUOTANNON MALLINTAMINEN

Diplomityö

Tarkastajat: professori Matti Vilkkö ja  
projektipäällikkö Yrjö Majanne  
Tarkastajat ja aihe hyväksytty  
Teknisten tieteiden tiedekuntaneu-  
voston kokouksessa 3. kesäkuuta  
2015

## TIIVISTELMÄ

**JOONAS MATILAINEN:** Kiinteän polttoaineen lämpölaitoksen yhdistetyn lämmön- ja sähköntuotannon mallintaminen

Tampereen teknillinen yliopisto

Diplomityö, 91 sivua, 6 liitesivua

Syyskuu 2015

Automaatiotekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma

Pääaine: Prosessiautomaatio

Tarkastajat: professori Matti Vilkkö ja projektipäällikkö Yrjö Majanne

**Avainsanat:** pienen kokoluokan CHP-tuotanto, staattinen mallintaminen, kiinteän polttoaineen lämpölaitos, vastapaineturbiini

Lämmön ja sähkön yhteistuotannolla eli CHP-tuotannolla tuotetaan Suomessa noin 30 % käytetystä sähköstä ja 75 % kaukolämmöstä. Yhteistuotannon kokonaishyötysuhde on korkea, ja sen avulla polttoaineen kulutusta voidaan vähentää jopa 35 % lämmön ja sähkön erillistuotantoon verrattuna. Tutkimusten perusteella Suomessa on potentiaalia yhteistuotannon määrän lisäämiselle, mutta suuret muuntamiskelpoiset voimalaitokset on jo muunnettu CHP-laitoksiksi. Siksi yhteistuotantoa voidaan lisätä muun muassa muuntamalla höyryä tuottavia lämpölaitoksia pienen kokoluokan yhteistuotantolaitoksiksi.

Tässä diplomityössä mallinnettiin pienen kokoluokan CHP-tuotantoa Adven Oy:n eräällä kiinteällä biopolttoainetta käyttävällä lämpölaitoksella, jossa tuotetaan kaukolämpöä eräälle kaupungille ja prosessihöyryä teollisuusasiakkaille. Tuotantomenetelmäksi valittiin kaukolämmönsiirtimeen liitettävä vastapaineturbiini. Työn yhteydessä kehitettiin Microsoft Officen Excelillä staattinen kokonaismalli, joka sisältää kaksi toiminallista osaa. Ensimmäinen osa on prosessimalli, joka on energia- ja massataseisiin perustuva kuvaus lämpölaitoksen prosessista, johon on liitetty mallinnettavaksi valittu vastapaineturbiini. Prosessimallissa käytetään sisäänmenoina kuukausittain vaihtuvia energiankulutusennusteita, joiden perusteella määritetään prosessin kuukauden keskimääräinen tuotantotilanne. Kokonaismallin toinen toiminnallinen osa on talousmalli, jossa lasketaan tarkasteltavan kuukauden ja koko vuoden sähköntuotannon taloudellinen tulos. Vuodelle lasketun nettokassavirran perusteella määritetään sähköntuotantolaitteiston investoinnin annuiteetti, nykyarvo, sisäinen korkokanta ja korollinen takaisinmaksuaika.

Kehitetyn mallin avulla arvioitiin sähköntuotannon prosessitekniisiä edellytyksiä lämpölaitoksella sekä tuotannon taloudellista kannattavuutta. Mallilla tarkasteltiin erikseen laitoksen omakäyttösähkön sekä omakäyttö- ja myyntisähkön tuotannon kannattavuutta. Tehtyjen simulaatioiden perusteella pelkän omakäyttösähkön tuottaminen ei ole kannattavaa, sillä mallinnuksessa käytetty kolmen megawatin turbiini on tähän tarkoitukseen ylimitoitettu, ja siksi keskimääräinen sähköntuotanto on mahdollista vain viitenä kuukautena vuodessa. Kun laitoksella tuotetaan sähköä myös myyntiin, kuukauden keskimääräinen turbiiniteho määräytyy kaukolämmön kulutuksen perusteella, ja tällöin laitoksen omakäytön ylittävä osa sähköstä myydään. Näin sähköä voidaan tuottaa seitsemänä kuukautena vuodessa, ja tuotanto on kannattavaa erityisesti, jos myydylle sähkölle maksetaan tuotantotukea ja investointia tuetaan energiatuella. Tuloksille tehdyn herkkyystarkastelun perusteella varsinkin kaukolämmön kulutuksen lisääntyminen parantaa sähköntuotannon kannattavuutta merkittävästi.

## ABSTRACT

**JOONAS MATILAINEN:** Modelling of a Combined Heat and Power Production for a Solid Fuel Heating Plant

Tampere University of Technology

Master of Science Thesis, 91 pages, 6 Appendix pages

September 2015

Master's Degree Programme in Automation Technology

Major: Process Automation

Examiners: Professor Matti Vilkkö and Project Manager Yrjö Majanne

**Keywords:** small-scale combined heat and power production, solid fuel heating plant, static modelling, back-pressure steam turbine

30 per cent of electricity and 75 per cent of district heat used in Finland is produced with CHP (combined heat and power) production. The overall efficiency of CHP production is high and if compared to separate generation of heat and power, the total fuel consumption can be reduced up to 35 per cent using it. Based on studies, there is potential in Finland to increase the amount of CHP production, but the large-scale power plants that can be converted into cogeneration plants, have already been converted. Therefore the amount of CHP production can be increased inter alia by converting existing heating plants, which generate steam, into small scale cogeneration plants.

In this thesis the small-scale CHP production of an Adven Ltd.'s solid biofuel heating plant was modelled. The plant produces certain city's district heating and process steam used by industrial customers. A back-pressure turbine connected to a district heating exchanger was chosen as power generation method. A static overall model consisting of two functional parts was developed with Microsoft Office's Excel. The first part is a process model, which is an energy and mass balance based description of the heating plant's process incorporated with the back-pressure turbine chosen for the modelling. The average monthly production status is determined by monthly changing energy consumption forecasts used as process model's inputs. The other functional part of the overall model is an economic model, which is used to calculate the monthly and yearly financial results of the electricity production. Annuity, present value, internal rate of return and interest-bearing payback time of the power production equipment investment are determined on the basis of the yearly net cash flow.

The heating plant's technical qualifications for electricity production and the economic viability of it were evaluated with the developed model. The viability of the generation of internal power consumption and the maximum electricity production were examined separately. According to the simulations the production of the internal consumption is not profitable, because the three megawatt turbine used in the model is oversized for this purpose and therefore the average electricity production is possible only during five months of year. When electricity is produced also for sale, the average monthly turbine power depends on the district heat consumption and then the share exceeding the internal consumption is sold. This way the electricity production is possible during seven months of the year and it is profitable especially if production aid is paid for the sold electricity and the investment is supported with investment aid. According to sensitivity analysis carried out for the results, particularly the increase of district heat consumption improves the profitability of the electricity production.

## ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Tampereella Adven Oy:lle. Työn tekeminen on ollut mielenkiintoista, mutta toisinaan myös haastavaa. Työn aihe on laaja, ja siten sitä tehdessä on joutunut pohtimaan lämmön ja sähköön yhteistuotantoa useista eri näkökulmista. Työn yhteydessä minulle on ollut paljon hyötyä molemmista opiskelemistani syventävistä opintokokonaisuuksista, prosessiautomaatiosta ja voimalaitostekniikasta. Työ on tehty Tampereen teknillisen yliopiston systeemitekniikan laitokselle.

Ensimmäisenä tahdon kiittää esimiestäni Antti Salomaata, joka alun perin ehdotti työlleni kyseistä aihetta. Advenilta haluan kiittää myös työni ohjaajaa Esa Aarniota ja tutkimuksessa kohteena käytetyn laitoksen käyttöhenkilöstöä. Yliopistolta haluan kiittää työni tarkastajia professori Matti Vilkkoa ja projektipäällikkö Yrjö Majannetta, joilta sain varsinkin työtä aloittaessani hyvän pohjustuksen. Lisäksi haluan kiittää tyttöystävääni, ystäviäni ja perhettäni, jotka tukivat työn teossa ja antoivat välillä työn lisäksi muutakin ajateltavaa.

Tampereella, 28.9.2015

Joonas Matilainen

# SISÄLLYSLUETTELO

1.	JOHDANTO .....	1
1.1	Tutkimusongelman määrittely .....	2
1.2	Yhteistuotannon mallintamiseen liittyvä tutkimustieto.....	3
1.3	Tutkimusmenetelmät.....	5
1.4	Työn sisältö .....	6
2.	MALLINTAMINEN.....	7
2.1	Mallintamisesta yleisesti .....	7
2.2	Yhdistetyn lämmön- ja sähköntuotannon mallintaminen.....	8
2.2.1	Höyrykattila .....	10
2.2.2	Vastapaineturbiini .....	11
2.2.3	Pumput ja venttiilit.....	13
2.2.4	Kaukolämpöjärjestelmä .....	14
2.3	Talousmallinnus .....	15
2.3.1	Annuiteettimenetelmä .....	15
2.3.2	Nykyarvomenetelmä .....	16
2.3.3	Korollinen takaisinmaksuaika.....	16
2.3.4	Sisäinen korkokanta .....	16
3.	TARKASTELUN KOHTEENA OLEVA LAITOS .....	18
3.1	Adven Oy .....	18
3.2	Mallintamisen kohteena oleva lämpölaitos .....	19
3.2.1	Höyryprosessi.....	19
3.2.2	Kaukolämmön tuotanto.....	22
3.2.3	Sähköntuotannon edellytykset .....	24
4.	KOKONAISMALLIN TOTEUTUS.....	26
4.1	Mallintamisympäristö ja -työkalut .....	28
4.2	Prosessimallin sisäänmenot.....	28
4.2.1	Kaukolämmön kulutusennuste .....	29
4.2.2	Prosessihöyryn kulutusennuste .....	35
4.2.3	Muut sisäänmenot .....	36
4.3	Prosessimalli.....	38
4.3.1	Kaukolämpöjärjestelmä .....	40
4.3.2	Vastapaineturbiini ja reduktioventtiili .....	45
4.3.3	Prosessihöyryjärjestelmä.....	49
4.3.4	Höyryn omakäyttö ja häviöt.....	51
4.3.5	KPA-kattilat ja tuorehöyryjärjestelmä .....	52
4.3.6	Syöttövesijärjestelmä .....	53
4.4	Muuttuvat kustannukset .....	55
4.4.1	Polttoaineen hinta.....	55
4.4.2	Ostosähkö.....	56
4.4.3	Myyntisähkö.....	58

4.5	Investoinnin taloudelliset muuttujat.....	58
4.5.1	Sähköntuotantolaitteiston investointikustannus.....	58
4.5.2	Muut kannattavuuslaskelman muuttujat .....	59
4.6	Tuet ja verot .....	60
4.6.1	Energiatuki .....	60
4.6.2	Tuotantotuki .....	61
4.6.3	Sähkövero.....	62
4.7	Talousmalli.....	62
4.7.1	Kuukauden tuloksen laskenta.....	63
4.7.2	Vuoden tulos ja investoinnin kannattavuuslaskenta .....	65
5.	TULOKSET .....	67
5.1	Prosessimallin tulokset.....	67
5.1.1	Sähköntuotanto teknisestä näkökulmasta.....	67
5.1.2	Laitoksen tuotantokapasiteetin riittävyys.....	69
5.2	Omakäyttösähkön tuotannon kannattavuus.....	71
5.3	Sähkön enimmäistuotannon kannattavuus .....	73
5.3.1	Ilman tuotantotukea.....	73
5.3.2	Tuotantotuki huomioituna.....	74
5.4	Herkkyystarkastelu.....	76
5.4.1	Prosessihöyryn kulutus .....	76
5.4.2	Kaukolämmön kulutus, polttoaineen ja sähkön hinnat .....	77
5.4.3	Tuotantotuen määrä.....	82
6.	YHTEENVETO .....	85
	LÄHTEET.....	88

LIITE A: Prosessimallin oletusarvot

LIITE B: Herkkyystarkasteluiden tulokset

## TERMIT JA SYMBOLIT

### TERMIT

Adiabaattinen prosessi	Prosessi, jossa lämpöä ei siirry tapahtuman kohteena olevaan aineeseen tai poistu siitä
Asteisuus	Minimilämpötilaero lämmönsiirtimessä lämpenevän ja jäähtyvän virran välillä
CHP	Lämmön ja sähkön yhteistuotanto (engl. Combined Heat and Power)
Entropia	Fysikaalinen suure, joka ilmaisee epäjärjestyksen määrän systeemeissä
Huipunkäyttöaika	Vertailuluku, jolla tarkoitetaan tuntimäärää, jonka aikana voimalaitoksen vuosituotanto olisi tuotettu laitoksen nimellisteholla
Isentrooppinen prosessi	Prosessi, jonka entropia on vakio
Kavitaatio	Ilmiö, jossa neste (vesi) alkaa kiehua paineen laskun johdosta, ja muodostuu luhistuvia höyrykuplia
$MW_1$	Lämpöteho
$MW_s$	Sähköteho
ORC	Orgaaninen Rankine-kiertoprosessi (engl. Organic Rankine Cycle)
Rakennusaste	Voimalaitoksen sähkön- ja lämmöntuotannon välinen suhde
Spot-hinta	Vaihdettavan hyödykkeen sen hetkinen hinta välittömästi tapahtuvalle vaihdolle
Willan's line	Käyrä, joka kuvaa höyrymoottoreiden ja -turbiinien tehon ja höyryn massavirran välistä suhdetta

### SYMBOLIT

$E_h$	Höyryn energia [MWh]
$E_{kk}$	Kulutetun prosessihöyryn energia [MWh]
$E_{kl}$	Kulutetun kaukolämmön energia [MWh]
$E_{KPA}$	Kiinteän polttoaineen energia [MWh]
$E_l$	Lauhteen energia [MWh]
$E_{ms}$	Myytävän sähkön energia [MWh]
$E_{os}$	Tuotetun omakäyttösähkön energia [kWh]
$E_p$	Savukaasupesurilla tuotettu energia [MWh]
$E_s$	Sähköenergian kulutus [MWh]
$E_{ts}$	Sähkön tuotantomäärä [kWh]
$\Delta E_{KPA}$	Kiinteän polttoaineen energiankulutuksen muutos [MWh]

$H$	Entalpia [J]
$H_p$	Päästöoikeuden kolmen kuukauden keskiarvo [€/tCO <sub>2</sub> ]
$h$	Ominaisentalpia [kJ/kg]
$h_{ls}$	Lauhdesäiliön lauhteen entalpia [kJ/kg]
$\Delta h$	Entalpiaero [kJ/kg]
$I$	Investoinnin hankintakustannus [€]
$i$	Korkokanta
$K$	Annuiteetti [€]
$\dot{m}$	Massavirta [kg/s]
$\dot{m}_h$	Höyryn massavirta [kg/s]
$N$	Nettotuottojen nykyarvo [€]
$n$	Investoinnin pitoaika [v]
$n_i$	Korollinen takaisinmaksuaika [v]
$P$	Säiliöstä tai putkistosta poistuvien virtausten joukko
$P_s$	Sähkön tuotantoteho [kW], [MW]
$p$	Paine [Pa], [bar]
$p_{15MW}$	15 MW:n KL-siirtimen höyrypuolen paine [bar]
$\Delta p$	Paine-ero [Pa], [bar]
$\Delta p_{15MW}$	15 MW:n KL-siirtimen höyrypuolen paineen muutos [bar]
$\Delta p_{kl}$	KL-siirtimen lauhdepumppujen tuottama paine-ero [bar]
$\Delta p_{ls}$	Lauhdesäiliön lauhdepumppujen tuottama paine-ero [bar]
$\Delta p_{sv,K1}$	K1-kattilan syöttövesipumppujen tuottama paine-ero [bar]
$\Delta p_{sv,K4}$	K4-kattilan syöttövesipumppujen tuottama paine-ero [bar]
$q$	Vuotuinen nettokassavirta [€]
$r$	Sisäinen korkokanta
$S$	Säiliöön tai putkistoon sisään menevien virtausten joukko
$T_{kk}$	Kuukauden keskilämpötila [°C]
$T_{kl}$	Kaukolämmön menoveden lämpötila [°C]
$T_{kl,15MW}$	15 MW:n KL-siirtimen menoveden lämpötila [°C]
$U$	Sisäenergia [J]
$V$	Systeemin tilavuus [m <sup>3</sup> ]
$V_t$	Turpeen vero [€/MWh]
$v$	Ominaistilavuus [m <sup>3</sup> /kg]
$v_{ls}$	Lauhdesäiliön lauhteen ominaistilavuus [m <sup>3</sup> /kg]
$x_{aA}$	Asiakas A:n lauhteen palautusprosentti
$x_{aB}$	Asiakas B:n lauhteen palautusprosentti
$x_{O\&H}$	Omakäyttö- ja häviöosuus höyryn kokonaiskulutuksesta
$\eta_g$	Generaattorin ja turbiinin mekaaninen hyötysuhde
$\eta_k$	Kattilan hyötysuhde
$\eta_{KPA}$	KPA-kattiloiden yhteinen hyötysuhde
$\eta_m$	Muuntajan hyötysuhde



$\eta_{p,K1}$	K1-kattilan syöttövesipumppujen hyötysuhde
$\eta_{p,K4}$	K4-kattilan syöttövesipumppujen hyötysuhde
$\eta_{p,kl}$	Kaukolämmönsiirtimen lauhdepumppujen hyötysuhde
$\eta_{p,ls}$	Lauhdesäiliön lauhdepumppujen hyötysuhde
$\eta_{sp}$	Pumpun isentrooppinen hyötysuhde
$\eta_{st}$	Turbiinin isentrooppinen hyötysuhde
$\Phi_{10MW}$	10 MW:n kaukolämmönsiirtimen teho [MW]
$\Phi_{15MW}$	15 MW:n kaukolämmönsiirtimen teho [MW]
$\Phi_{aA}$	Asiakas A:n höyryn kulutusteho [MW]
$\Phi_{aB}$	Asiakas B:n höyryn kulutusteho [MW]
$\Phi_{aC}$	Asiakas C:n höyryn kulutusteho [MW]
$\Phi_k$	Kattilateho [MW]
$\Phi_{K1}$	K1-kattilan teho [MW]
$\Phi_{K4}$	K4-kattilan teho [MW]
$\Phi_{KL}$	Kokonaiskaukolämpökuorma [MW]
$\Phi_{O\&H}$	Omakäyttö- ja häviöteho [MW]
$\Phi_p$	Savukaasupesurin lämmöntalteenottoteho [MW]
$\Phi_{pa}$	Kattilan polttoaineteho [MW]
$\Phi_s$	Lämmönsiirtimen teho [MW]
$\Phi_{\Sigma H}$	Höyryn kokonaiskulutusteho [MW]

# 1. JOHDANTO

Lämmön ja sähkön yhteistuotannolla (CHP, *Compined Heat and Power*) tarkoitetaan tuotantomuotoa, jossa samassa prosessissa tuotetaan yhtä aikaa sekä hyödynnettävää lämpöä että sähköä. Tuotettua lämpöä voidaan käyttää kaukolämpönä tai teollisuuden prosessihöyrynä. CHP-laitokset voidaan jakaa sähköntuotantokapasiteetin perusteella suuriin ja pieniin laitoksiin. Pienistä laitoksista voidaan lisäksi erottaa omaksi ryhmäkseen mikrokokoluokan CHP-laitokset. EU:n yhteistuotantodirektiivin mukaan pienen kokoluokan CHP-tuotannoksi lasketaan sellaiset laitokset, joiden sähköntuotantokapasiteetti on alle 1 MW. Vastaavasti mikrokokoluokkaan kuuluviksi lasketaan sellaiset tuotantoyksiköt, joiden sähköntuotantokapasiteetti on alle 50 kW [1]. Kuitenkin osassa alan tutkimuksista [2][3][4] pienen kokoluokan CHP-laitoksiksi luetaan kuuluviksi sähköteholtaan 1-20 MW:n laitokset ja mikrokokoluokkaan nimellisteholtaan alle 500 kW:n laitokset. Tässä työssä sovelletaan edellä mainittuja rajoja siten, että pien-CHP-tuotannoksi luetaan sähköteholtaan 50 kW-20 MW välillä olevat laitokset.

Suuren kokoluokan CHP-laitokset ovat yleensä tyypiltään vastapaine- tai väliottovoimalaitoksia ja perustuvat Clasius-Rankine-höyryprosessiin. Ne ovat pitkälti samanlaisia kuin lauhdevoimalaitokset, mutta turbiinin läpi johdettavan höyryn ei anneta paisua loppuun asti tai osa höyrystä johdetaan ulos turbiinista välioton kautta. Myös kaasuturbiinivoimalaitoksia voidaan käyttää. Pienen kokoluokan CHP-laitoksilla käytettäviä tekniikoita on huomattavasti enemmän: Sähköä voidaan tuottaa muun muassa Stirling-moottoreilla, mikroturbiineilla, ORC-lämpöturbiineilla, polttokennoilla ja -moottoreilla [5]. Pien-CHP-tuotannossa voidaan käyttää myös höyryprosessia, jolloin sähköä tuotetaan joko höyrykoneella tai -turbiinilla [4].

CHP-tuotannon etuna sähkön ja lämmön erillistuotantoon verrattuna on korkea kokonaisyötysuhde, joka voi olla jopa yli 90 %. Erillistuotantoon verrattuna polttoaineen kuluusta voidaan laskea noin 25 % -35 %. [3, s. 11-19] Tämän takia CHP-tuotanto on hyvin kannattavaa varsinkin Suomen kaltaisissa maissa, joissa lämmön kulutus on ilmasto-olosuhteiden takia suurta. Yhteistuotannolla tuotetaan Suomessa noin 30 % kulutetusta sähköstä ja 75 % kaukolämmöstä. CHP-tuotannon lisäämiselle on edelleen potentiaalia, mutta useat suuren kokoluokan voimalaitokset on jo muunnettu yhteistuotantolaitoksiksi. Tämän takia paikallisia höyryä tuottavia lämpölaitoksia täytyy alkaa muutama CHP-laitoksiksi, jos yhteistuotannon määrää halutaan lisätä. [3, s. 14]

Vuonna 2005 tehdyn tutkimuksen [3] perusteella Suomessa oli 40 pien-CHP-laitosta, jotka oli liitetty kaukolämpöverkkoon. Kymmenen näistä laitoksista käytti polttoaineena

öljyä tai hiiltä. Loput laitoksista käyttivät maakaasua, biomassaa tai turvetta. Tarkasteluhetkellä Suomeen oli rakennettu 10 uutta biomassaa polttoaineena käyttävää CHP-laitosta viimeisen kymmenen vuoden aikana, mutta ei yhtään polttoaineena hiiltä tai öljyä käyttävää. Vuonna 2004 tehdyn tutkimuksen [4] perusteella Suomessa oli potentiaalia lisätä biopolttoaineilla, turpeella ja maakaasulla tehtävän CHP-tuotannon määrää 611 MW<sub>s</sub> ja 1044 MW<sub>l</sub>, kun tarkastellaan sellaista tuotantoa, jonka huipunkäyttöaika on 6000 tuntia vuodessa. Tuotannon lisäyspotentiaalista 91 % luokiteltiin sellaiseksi, joka tuotetaan laitoksissa, joiden nimellinen kokonaisteho on enimmillään 20 MW.

Pienen kokoluokan CHP-laitoksilla tuotetun sähkön ja lämmön suhde eli rakennusaste on yleensä alhaisempi kuin suuren kokoluokan laitoksilla. Pienempi rakennusaste johtuu pääasiassa höyryprosessin mahdollisimman yksinkertaisesta rakenteesta ja käytetyistä materiaaleista, jotka rajoittavat tuorehöyryn lämpötilaa. [2, s. 29] Ongelmana voi olla myös se, että alun perin paikallislämpökeskukseksi rakennetut laitokset on suunniteltu tuottamaan matalapaineista kylläistä tuorehöyryä. Tällaiset laitokset voidaan muuntaa CHP-laitoksiksi, mutta niiden rakennusaste jää alhaiseksi. Muuntaminen CHP-laitokseksi voi kuitenkin olla kannattavaa, jos laitoksen lämpökuorma on riittävän suuri ja lämpöä tarvitaan ympäri vuoden. Sähköntuotanto on tällöin pienimuotoista, mutta sillä voidaan kattaa esimerkiksi laitoksen oma sähkönkulutus. Lisäksi mahdolliset veroedut ja tuet voivat parantaa sähköntuotannon kannattavuutta.

## 1.1 Tutkimusongelman määrittely

Tässä työssä mallinnetaan kiinteää polttoainetta (KPA) käyttävän lämpölaitoksen soveltuvuutta yhdistetyn lämmön ja sähkön tuotantoon. Kehitettävän mallin perusteella täytyy pystyä arvioimaan sähköntuotannon taloudellista kannattavuutta ja tarkasteltavan laitoksen teknisiä edellytyksiä sähköntuotantoon. Mallinnus tehdään eräälle Adven Oy:n kiinteän polttoaineen lämpölaitokselle, jossa energiantuotantoon käytetään kahta kerrosleijukattilaa. Polttoaineena laitoksella käytetään pääasiassa haketta, mutta myös pieniä määriä siistauslietettä ja puupölyä. Kattiloiden nimellistehot ovat 15 MW ja 9,5 MW, ja laitos tuottaa lämpöä viereisen kaupungin kaukolämpöverkkoon sekä prosessihöyryä teollisuusasiakkaille.

Lämpölaitoksella ei tällä hetkellä tuoteta ollenkaan sähköenergiaa, mutta laajennuksen yhteydessä laitokselle rakennettiin turbiinihalli, ja turbiinia varten on jo olemassa tarvittavat kytkennät. Tämän vuoksi sähköntuotannossa käytettäväksi pien-CHP-tekniikaksi on valikoitunut vastapainehöyryturbiini, ja jos turbiini hankitaan, se kytketään 15 MW:n kaukolämmönsiirtimen yhteyteen. Turbiinilla on tarkoituksena tuottaa sähköä laitoksen omaan käyttöön ja mahdollisesti myytäväksi, jos se on kannattavaa. Tämän työn tulosten perusteella arvioidaan, onko sähkön tuotantolaitteiston hankkiminen laitokselle kannattavaa.

Laitokselle hankittavan vastapaineturbiinin täytyy soveltua käytettäväksi matalapaineiselle ja kostealle höyrylle, sillä kattiloiden tuottama tuorehöyry on kylläistä, ja sen paine on noin 20 bar. Tämä rajoittaa mahdollisten turbiinivaihtoehtojen määrää. Koska prosessiin ei ole tarkoituksena hankkia apulauhdutinta, sähköntuotannon enimmäismäärä riippuu kaukolämmön kysynnästä. Myös prosessihöyryn kysyntä voi rajoittaa sähköntuotantoa sellaisissa tilanteissa, joissa sekä kaukolämmön että prosessihöyryn kysyntä on suurta, ja siksi kehitettävässä prosessimallissa on huomioitava myös lämpölaitoksen höyryasiakaiden vaikutus.

Vastapaineturbiinin hankinnan yhteydessä tarkasteltavalle lämpölaitokselle on myös kaavailtu hankittavaksi kaukolämpöä, jonka avulla voitaisiin vähentää laitoksella varavoimana käytettävien raskasöljykattiloiden käyttöä. Kaukolämpöä hankinta turbiinin yhteyteen on järkevää myös siksi, että sen avulla sähköntuotannon määrää on mahdollista kasvattaa hetkellisesti riippumatta lämpökuormasta. Tässä työssä ei kuitenkaan mitoiteta kaukolämpöä, mutta laitoksen prosessia mallinnettaessa oletettiin, ettei öljykattiloita tarvitse käyttää, mikä todellisuudessa edellyttäisi kaukolämpöä käyttä ainakin kylminä talvipäivinä.

Koska mallin avulla on tavoitteena selvittää sähköntuotantolaitteiston hankinnan taloudellista kannattavuutta, siinä täytyy huomioida investointikustannuksien lisäksi myös energiantuotannon muuttuvat kustannukset: Sähköntuotanto vaikuttaa laitoksen polttoaineen kulutukseen ja siten polttoainekustannuksiin. Vastapaineturbiinin kannattavuuteen vaikuttaa myös laitoksen sähkönkulutus ja sähkön hankinta- sekä myyntihinnat. Mallissa on huomioitava myös investoinnin vaikutukset veroihin ja mahdollisesti maksettavat tuet.

## 1.2 Yhteistuotannon mallintamiseen liittyvä tutkimustieto

Hajautettu energiantuotanto on kasvattanut viime vuosina suosiotaan, ja siksi pienen ja mikro-kokoluokan CHP-tuotantoa on tukittu melko paljon. VTT:n tekemässä tutkimuksessa [3] ja eräässä siihen liittyvässä TKK:ssa tarkastetussa väitöskirjassa [2] käsitellään pienen kokoluokan höyryprosessiin perustuvien CHP-laitosten sähköntuotannon lisäämismahdollisuuksia. Tutkimuksessa ja väitöskirjassa kehitettiin epälineaariseen sekaluokioptimointiin (MINLP) perustuva malli, jolla voidaan selvittää erilaisten sähköntuotantoa parantavien prosessimuutosten kannattavuutta pienen kokoluokan CHP-laitoksilla.

Optimointimallin kehitystä varten neljästä olemassa olevasta pien-CHP-laitoksesta kehitettiin prosessimallit käyttäen Endat Oy:n Prosim-simulointiohjelmaa. Laitoksista käytetyt mallit ovat tasapainotilan (steady state) malleja, ja niiden toiminta perustuu energija massataseisiin. Prosim määrittää käyttäjän syöttämien alkuarvojen perusteella tehdasmallin komponenteille fysikaaliset ominaisuudet. [6] Tutkimuksissa ei kuitenkaan esitetty laitosten prosessimalleja tai komponenttien malliyhtälöitä, joita tässä työssä voitaisiin hyödyntää. Lisäksi tutkimuksissa esimerkkeinä käytetyt laitokset ovat suunniteltu sähköntuotantoa varten, ja siksi niissä tuotettava höyry on korkeapaineista ja tulistettua.

Tämän takia tutkimusten tuloksia ei voida soveltaa suoraan tässä työssä tarkasteltavalle laitokselle.

Lappeenrannan teknillisessä yliopistossa on tutkittu pienen kokoluokan modulaarisia CHP-laitoksia, joissa käytetään polttoaineena yhdyskuntalietettä [7]. Tutkimushankeen tavoitteena oli luoda tutkimuksellisesti sovelluskonsepti, jossa hyödynnetään uutta poltto- ja generaattoriteknologiaa yhdyskunnan sivuainevirtoja polttoaineena käyttävässä lämmön ja sähkön yhteistuotannossa. Tutkimus koostuu useasta pienemmästä tutkimusosasta, ja tämän työn kannalta kiinnostavia olivat erityisesti laitoksen höyryprosessin mallintaminen ja talousmallinnus, jossa kehitetyille laitospäätöksille laadittiin kustannusarviot ja määritettiin laitosvaihtoehtojen takaisinmaksuajat, kun laitoksia käytetään niiden nimellistehoilla. Talousmallissa ei kuitenkaan ole huomioitu investoinnille tai tuotannolle mahdollisesti maksettavia tukia tai verohelpotuksia, jotka otetaan huomioon tässä työssä.

Tutkimuksessa kehitetyt laitoskonseptit ovat rakenteeltaan mahdollisimman yksinkertaisia lieriökattilalla varustettuja vastapainevoimalaitoksia, mutta myös ne poikkeavat tässä työssä käsiteltävästä laitoksesta siten, että kaikissa niissä tuorehöyry tulistetaan ennen turbiiniin johtamista. Kehitettyjen laitoskonseptien höyryprosessit on mallinnettu kaupallisella simulaattorilla. Käytetty ohjelma on nimeltään IPSEPro 2008, ja sen toimintaperiaate vastaa pitkälti Prosimia. Tutkimuksessa ei ole käsitelty yksityiskohtaisesti höyryprosessin mallintamista, vaan prosessista kerrotaan vain lähtötiedot, joiden perusteella malli on luotu, ja siksi prosessimallinnuksen tuloksia ei voida hyödyntää tässä työssä.

Mikro-kokoluokan CHP-tuotantoyksikön toimintaa on mallinnettu muun muassa eräässä vuonna 2012 valmistuneessa diplomityössä [8]. Työ on tehty liittyen uudenlaiseen energiantuotantokonseptiin, jossa polttomoottorikäyttöiset mikro-CHP-yksiköt sijoitetaan suoraan lämmönkulutuskohteisiin. Mikro-CHP-yksiköt toimivat konseptissa varavoimana, jota sähköyhtiö voi kauko-ohjata. Niitä käytetään, kun uusiutuviin energiamuotoihin – kuten tuulivoimaan ja aurinkosähköön – perustuva perusvoiman tuotanto ei riitä kattamaan kulutusta. Työ jakaantuu kahteen osaan, joista ensimmäinen on kirjallisuustutkimus, jossa käsitellään potentiaalisia teknologioita ja markkinoilla olevia laitteita mikro-CHP-yksikön toteutusta varten. Toinen osa käsittelee CHP-yksikön mallintamista ja kehitetyllä mallilla saatuja simulointituloksia.

Työssä kehitetyllä mallilla simuloidaan lämpövarastona käytettyyn vesisäiliöön liitetyn CHP-yksikön lämmön- ja sähköntuotantoa tuntitasolla, ja siksi malli on dynaaminen. Malli on rakennettu Matlab-ohjelman Simulink-ympäristössä. Kehitetty malli koostuu kahdesta osasta: Prosessimalli on aine- ja energiataseisiin perustuva kuvaus polttomoottorikäyttöisestä mikro-CHP-yksiköstä. Toinen mallin toiminnallinen osa on talousmalli, joka sisältää CHP-yksikön kannattavuuslaskennan ja herkkyystarkastelun. Talousmallissa käytetään sisäänmenoina prosessimallista saatavia tietoja ja erikseen määriteltäviä

mallin laskentamenetelmiin liittyviä muuttujia. Erillisen, prosessimallin tietojen perusteella päivittyvän talousmallin käyttäminen on havainnollinen ratkaisu, ja se säästää paljon vaivaa, kun CHP-yksikölle laaditaan kannattavuuslaskelmia erilaisilla sisäänmenojen arvoilla. Talousmallissa ei kuitenkaan ole huomioitu verojen ja mahdollisten tukimekanismien vaikutusta investoinnin kannattavuuteen.

Omakäyttösähkön tuottamisen kannattavuutta paperitehtaiden yhteydessä toimivilla CHP-laitoksilla on tutkittu ainakin kahdessa diplomityössä. Metsä Board Oyj:n Simpeleen ja Tampereen Takon paperi- ja kartonkitehtaiden voimalaitoksille tehdyissä töissä [9][10] sähkön omatuotannon kannattavuutta on arvioitu vertaamalla polttoaine- ja päästökustannuksista muodostuvan omakäyttösähkön hintaa pohjoismaisen Nord Pool -sähköpörssin Spot-hintaan. Molemmissa töissä energiantuotannosta aiheutuvien kustannusten jako tuotetun sähkön ja lämmön välille määritettiin suhdemenetelmällä. Työt poikkeavat tästä diplomityöstä siten, että niissä käsitellään olemassa olevia voimalaitoksia, ja siksi laitoksien sähköntuotantoa ei ole tarvinnut mallintaa. Töissä on vain määritelty tuotetulle sähkölle ja lämmölle hinnat niiden tuotannosta aiheutuvien kustannusten perusteella. Molemmissa töissä on kuitenkin huomioitu energiaverojen vaikutus ja Simpeleen voimalaitosta tarkastelevassa työssä myös energiatuet.

Kunnallisen kaukolämpölaitoksen yhteyteen suunnitellun mikro-CHP-laitoksen investoinnin kannattavuutta on selvitetty ainakin yhdessä diplomityössä [11]. Työ koostuu kahdesta osasta, joista ensimmäisessä selvitettiin pienen kokoluokan CHP-tuotannon kannattavuuteen vaikuttavat tekijät, ja toisessa sovellettiin niitä työssä esimerkkinä käytetyn lämpölaitoksen tapaukseen. Diplomityön yhteydessä CHP-laitokselle ei kehitetty varsinaista prosessimallia, vaan Microsoft Excelillä luotiin laskentatyökalu, joka ottaa huomioon tarkasteltavan CHP-yksikön käytöstä aiheutuvat kustannukset ja säästöt, kun CHP-tuotantoa verrataan olemassa olevan lämpölaitoksen lämmöntuotantoon. Saatujen tulojen ja menojen perusteella määritettiin CHP-tuotannon kannattavuus perinteisiä kannattavuuslaskentamenetelmiä käyttäen. Hyvää työssä oli se, että kannattavuuslaskelmissa huomioitiin polttoainekulujen ja sähkön hinnan lisäksi myös pienen kokoluokan CHP-laitoksen investoinnin ja tuotannon tukimekanismit.

### 1.3 Tutkimusmenetelmät

Advenin lämpölaitoksen sähköntuotannon mallintamisen tavoitteena ei ole prosessin yksittäisten, lyhyen aikavälin ajotilanteiden tarkastelu, vaan sähköntuotannon kannattavuuden selvitys pitkällä aikavälillä. Tämän takia prosessin dynaaminen mallintaminen olisi erittäin raskasta. Lisäksi dynaamisen mallin käyttäminen edellyttäisi yksityiskohtaisen prosessidatan keräämistä laitoksen automaatiojärjestelmästä pitkältä aikaväliltä, mikä ei ole mahdollista. Siksi prosessista kehitetään staattinen malli, joka sisältää laitoksen prosessikuvauksen niiltä osin kuin se on sähköntuotannon teknis-taloudellisen tarkastelun kannalta tarpeellista. Prosessikomponenttien kuvaamiseen tullaan käyttämään energia- ja massataseita, jolloin malli pysyy mahdollisimman helposti ymmärrettävänä.

Koska tarkastelussa tulee ottaa prosessitekniisten asioiden lisäksi huomioon myös taloudellinen kannattavuus, kehitetään kokonaismalli, jossa lämpölaitoksen prosessimalli on yksi osa. Kokonaismalli sisältää prosessimallin sisäänmenoina käytettävät kaukolämmön ja prosessihöyryn kulutusennusteet sekä muut prosessimallin sisäänmenot. Investoinnin taloudellista kannattavuutta arvioidaan erillisessä talousmallissa, jonka sisäänmenoina käytetään prosessimallista saatavia tietoja, polttoaineen ja sähkön hintatietoja, investoinnin kannattavuuslaskelman muuttujien arvoja sekä tietoja sähköntuotantoon liittyvistä tuista ja veroista.

Talousmalli on kokonaismallin toinen toiminnallinen osa, joka sisältää sähköntuotannon tulos- ja kannattavuuslaskennan. Laitoksen prosessimallista saatavien tietojen perusteella arvioidaan sähköntuotannosta saatavia tuloja ja siitä aiheutuvia kustannuksia. Omakäyttö-sähkön tuotannon tulosta arvioidaan vertaamalla tuotetusta sähköstä aiheutuvia kustannuksia ostosähkön hintaan. Myyntisähkön tulos määräytyy vastaavasti sen tuotannosta aiheutuvien kulujen ja sähkön Spot-hinnan perusteella. Investoinnin kannattavuus määritetään sähköntuotannon tuloksen perusteella, ja siihen käytetään perinteisiä kannattavuuslaskennan menetelmiä. Koska Advenilla ei ole lisenssiä kaupallisiin prosessisimulaattoreihin tai Matlab-ohjelmaan, ja kehitettävää mallia saatetaan soveltaa myös jatkossa muilla Advenin laitoksilla, mallinnus tehdään Excel-taulukkolaskentaohjelmalla.

## 1.4 Työn sisältö

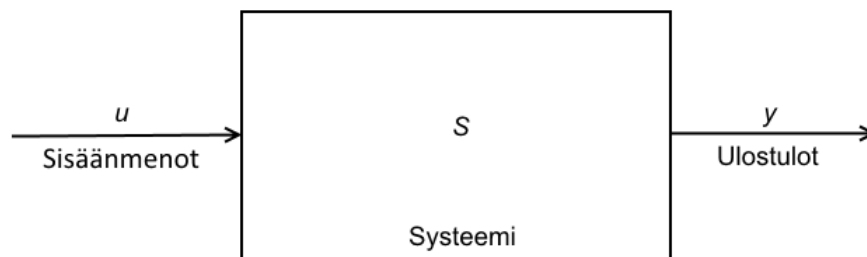
Luvussa kaksi käsitellään mallintamista yleisestä ja lämpölaitoksen sähköntuotannon näkökulmasta. Lisäksi luvussa kaksi käsitellään kehitettävässä talousmallissa käytettävien laskentamenetelmien toimintaperiaatteita. Luvussa kolme tarkastellaan lyhyesti Adven Oy:tä ja mallinnuksen kohteena olevaa lämpölaitosta. Neljännessä luvussa esitellään sähköntuotannon kannattavuustarkastelua varten kehitetty kokonaismalli, ja tarkastellaan sen eri osien toteutusta. Luvussa viisi tarkastellaan mallilla saatuja simulointituloksia, suoritetaan tuloksille herkkyystarkastelu ja tehdään johtopäätöksiä niiden perusteella. Viimeinen luku on yhteenveto, joka sisältää tiivistelmän työn keskeisistä tuloksista ja tuloksien perusteella tehdyt johtopäätökset. Lisäksi yhteenvedossa käsitellään tämän työn tekemisen yhteydessä ilmenneitä kehitysideoita ja mahdollisia jatkotutkimustarpeita.

## 2. MALLINTAMINEN

Tässä luvussa tarkastellaan työssä käytettyjä mallinnusmetodeja, joiden avulla pyritään löytämään vastaukset tutkimusongelmiin. Luvussa 2.1 esitellään lyhyesti mallintamisen perusteita ja erilaisia lähestymistapoja mallien rakentamiseen. Luvussa 2.2 tarkastellaan sähköntuotannon mallintamista erityisesti lämpölaitosprosessin näkökulmasta. Luvussa 2.3 tarkastellaan talousmallinnuksessa käytettäviä investointilaskentamenetelmiä, joiden avulla arvioidaan sähköntuotantolaitteiston investoinnin kannattavuutta.

### 2.1 Mallintamisesta yleisesti

Mallintamiseksi kutsutaan sellaista toimintaa, jonka tavoitteena on jonkin todellisuuden osan jäljitteleminen. Mallinnuksessa tarkasteltavaa kohdetta kutsutaan systeemiksi. Systeemi on tarkoin rajattu reaalimaailman osa, joka on vuorovaikutuksessa ympäristönsä kanssa. Mallinnuksessa ympäristön ja systeemin vuorovaikutusta kuvataan systeemin sisäänmenoilla ja ulostuloilla. Sisäänmenot vaikuttavat systeemin tilaan ja ulostulot aiheuttavat muutoksia systeemin ympäristöön. Kuvassa 2.1 on esitetty mallinnettava systeemi sisäänmenoineen ja ulostuloineen. Mallilla pyritään kuvaamaan oikean systeemin toimintaa siten, että sen avulla voidaan vastata systeemiin liittyviin kysymyksiin tekemättä koikeita oikealla systeemillä. [12, s. 20]



**Kuva 2.1.** Mallinnettavan systeemin periaate

Simuloitaessa teollisuusprosessien toimintaa käytetään yleensä matemaattisia malleja, jotka kuvaavat eri prosessisuureiden välisiä vaikutuksia. Matemaattiset mallit voidaan jaotella erilaisten kriteerien perusteella eri kategorioihin. Kun mallin toiminta on ajasta riippumatonta, mallia kutsutaan staattiseksi. Tämä tarkoittaa sitä, että mallin sisäänmenoihin tehtävä muutos näkyy välittömästi ulostuloissa eikä ulostulosten arvot muutu enää sisäänmenoihin tehdyn muutoksen jälkeen. Ajasta riippuvaista mallia kutsutaan dynaamiseksi ja siinä mallin ulostuloihin vaikuttavat myös sisäänmenojen menneet arvot. Toisin sanoen sisäänmenoihin tehty muutos näkyy ulostuloissa ajasta riippuvaisesti siten, että systeemi saavuttaa uuden tasapainotilan viiveellisesti. [13]



Muodostettaessa matemaattisia prosessimalleja on olemassa periaatteeltaan kaksi erilaista lähestymistapaa. Jos tarkasteltavan systeemin toiminta tunnetaan mallinnuksen kannalta riittävällä tarkkuudella, systeemin osaprosesseja voidaan kuvata niiden fysikaalis-kemiallisten riippuvuuksien perusteella. Tällaista mallinnustapaa kutsutaan yleisesti fysikaaliseksi tai *White Box* -mallintamiseksi, ja tällä tarkoitetaan sitä, että mallinnettavan systeemin sisäiset vuorovaikutukset ovat ymmärrettävissä, ja ne voidaan selittää tunnettuja luonnonlakeja käyttäen. [12, s. 23]

Toinen lähestymistapa on rakentaa prosessimalli käyttäen pelkästään oikeasta systeemistä mitattua sisäänmeno- ja ulostulodataa. Tällöin malli kehitetään siten, että sisäänmenojen ja ulostulojen välisiä vuorovaikutuksia kuvaamaan etsitään tarkoitukseen sopiva esitystapa, joka voi olla esimerkiksi matemaattinen aikasarjamalli, ja sen parametrit sovitetaan mitatun datan perusteella. Tällaista mallinnustapaa kutsutaan identifioinniksi ja sen tuloksena saatavia malleja *Black Box* -malleiksi, sillä systeemin tuntemus perustuu pelkästään siitä saatavaan mittausdataan eikä systeemin sisäisiä vuorovaikutuksia tunneta. [12, s. 24]

Usein teollisuusprosessien mallintamisessa käytetään näiden kahden mallinrakennustavan yhdistelmää, jonka tuloksena syntyvää mallia kutsutaan *Grey Box* -malliksi. Tällaisessa lähestymistavassa lähtökohtana mallin rakentamiselle käytetään prosessin tunnettuja fysikaalisia ja kemiallisia riippuvuuksia, joiden perusteella mallille valitaan sopiva esitystapa ja määritetään joidenkin tunnettujen parametrien arvot. Mallin loput, tuntemattomat parametrit sovitetaan mitatun sisäänmeno- ja ulostulodatan perusteella. [12, s. 24]

Oikea mallinnustapa ja mallin rakenne määräytyvät mallinnettavan järjestelmän luonteen perusteella. Mallia rakennettaessa ja käytettäessä on aina pidettävä mielessä, että malli ei koskaan kuvaa täydellisesti mallinnettavaa systeemiä, vaan sen tulee olla yksinkertaisempi ja siten myös helpommin käsiteltävä kuin mallintamisen kohteena olevan oikean systeemin. Siksi mallia kehitettäessä täytyy tehdä yksinkertaistuksia, ja jättää huomiotta joitakin prosessien vuorovaikutuksia. Mallin tarvittava laajuus ja tarkkuus riippuvat siitä, minkälaisiin ongelmiin mallin avulla pyritään löytämään ratkaisu. [12, s. 23]

## 2.2 Yhdistetyn lämmön- ja sähkötuotannon mallintaminen

Tässä luvussa tarkastellaan CHP-tuotannon mallintamista lämpölaitosprosessin näkökulmasta. Kehitettävän mallin tulosten perusteella on tarkoituksena arvioida sähkötuotannosta saatavia tuloja ja siitä aiheutuvia menoja, ja arvioida niiden perusteella vastapaineturbiini-investoinnin kannattavuus. Lisäksi mallinnuksen perusteella tulee arvioida, miten sähköntuotanto vaikuttaa prosessin energiavirtoihin, ja riittääkö tarkasteltavan lämpölaitoksen KPA-kattiloiden tuotantokapasiteetti. Olemassa olevasta lämpölaitoksesta täytyy siten laatia prosessimalli, johon lisätään kuvitteellinen vastapaineturbiini.

Kun prosesseja suunnitellaan tai tarkastellaan investointien kannattavuutta mallinnuksen keinoin, käytetään yleensä staattista mallia, jossa prosessikomponentteja kuvataan aine- ja energiataseilla [13]. Lämpölaitoksen sähköntuotannon kannattavuustarkastelua varten prosessin toimintaa täytyy simuloida pitkällä aikavälillä. Koska prosessin lyhyen aikavälin muutostilanteet eivät juurikaan vaikuta pitkällä aikavälillä tuotetun sähkön määrään, mallinnuksessa ei tarvitse huomioida prosessin ajasta riippuvaa toimintaa. Siksi prosessin kuvaamiseen sopii parhaiten staattinen malli.

Energiantuotantoprosessien vuorovaikutuksia kuvataan energia- ja massataseilla. Koska mallinnuksen tarkoituksena ei ole määrittää vastapaineturbiinille tai muille prosessin osille tarkkoja ajo-olosuhteita, ei mallin tarvitse olla erityisen tarkka [13]. Kannattavuustarkastelua varten riittää, että mallinnuksessa otetaan huomioon prosessin tärkeimmät energiavirrat ilman prosessikomponenttien yksityiskohtaista mallintamista. Jos mallin tarkkuutta haluttaisiin parantaa, prosessikomponentteja voitaisiin kuvata Grey Box -mallilla. Tämä edellyttäisi kuitenkin mittausdataa esimerkiksi mallinnettavan vastapaineturbiinin toiminnasta erilaisissa käyttötilanteissa, eikä sitä ole saatavilla. Tästä syystä prosessista kehitetään White Box -malli, jossa kaikkia mallinnettavia vuorovaikutuksia kuvataan energia- ja massataseilla.

Lämmön- ja sähkön yhteistuotannon kannattavuustarkastelua varten kehitetään malli koko tarkasteltavan lämpölaitoksen höyryprosessista, ja siinä huomioidaan prosessin tärkeimmät komponentit sekä energiavirrat. Jotta prosessimalli pysyisi mahdollisimman yksinkertaisena, siinä ei huomioida erikseen höyryprosessin sivuvirtoja, kuten esimerkiksi kattiloiden nuohoushöyryjä tai öljykattiloiden lämmityshöyryä. Energiataseissa ei huomioida erikseen myöskään prosessin lämpöhäviöitä. Häviöiden yksityiskohtaisen mallintamisen sijaan koko höyryprosessin häviöiden suuruus arvioidaan teholumekana, joka vähennetään tuotetusta höyrytehosta. Myöskään höyryputkistojen painehäviöitä ei lasketa.

Staattisessa mallissa energia- ja massataseet ovat ajasta riippumattomia eikä niissä tarvitse huomioida säiliöiden ja putkistojen tilavuuksien vaikutusta. Siksi prosessikomponentteihin tulevien energia- ja massavirtojen summien täytyy vastata kaikilla tarkasteluhetkillä niistä lähtevien energia- ja massavirtojen summia. Tällöin säiliöiden ja putkistojen massa- ja energiataseita kuvataan kaavoilla (1) ja (2).

$$\sum_{i \in S} \dot{m}_i - \sum_{j \in P} \dot{m}_j = 0 \quad (1)$$

$$\sum_{i \in S} \dot{m}_i h_i - \sum_{j \in P} \dot{m}_j h_j = 0 \quad (2)$$

Kaavoissa (1) ja (2) joukot  $S$  ja  $P$  kuvaavat tarkasteltavaan prosessikomponenttiin sisään meneviä ja siitä poistuvia virtauksia,  $\dot{m}$  väliaineen massavirtaa ja  $h$  ominaisentalpiaa. Ominaisentalpia kuvaa väliaineen energiasisältöä massayksikköä kohden, ja esimerkiksi

vesihöyrylle se on paineen ja lämpötilan funktio. Yleisesti entalpialla tarkoitetaan termodynamiikassa sisäenergiasta johdettua apusuuretta, jonka lauseke on esitetty kaavassa (3).

$$H = U + pV \quad (3)$$

Kaavassa (3)  $U$  kuvaa systeemin sisäenergiaa,  $p$  painetta ja  $V$  tilavuutta. Entalpia siis koostuu systeemin sisäenergiasta ja hydraulisesta energiasta. Entalpian suuruutta ei voida mitata, mutta sen muutoksen suuruus on mahdollista määrittää. Entalpian muutos vastaa suuruudeltaan systeemiin tuotavaa tai systeemistä poistuvaa lämpöenergiaa, jos systeemin paine pysyy vakiona. [14, s. 31] Luvuissa 2.2.1–2.2.4 käsitellään tarkemmin prosessimalliin kuuluvien yksittäisten komponenttien mallintamista.

### 2.2.1 Höyrykattila

Kiinteää polttoainetta käyttävillä lämpölaitoksilla on yleensä ainakin kaksi höyrykattilaa, joista toinen käyttää kiinteää polttoainetta, ja toinen on öljyllä tai maakaasulla toimiva varakattila. KPA-kattilat käyttävät yleensä arina- tai leijukerrostekniikkaa. Erityisesti Suomessa yleisin polttotekniikka nimellisteholtaan yli 5 MW:n KPA-kattiloissa on leijupoltto, ja tätä pienemmissä kattiloissa käytetään yleensä arinapolttoa [15, s. 466]. KPA-kattiloissa käytettäviä yleisimpiä polttoaineita ovat metsähake, kuori, sahanpuru ja jyr-sinturve [16, s. 15]. Lämpölaitoksilla käytettävät höyrykattilat ovat luonnonkiertokattiloita, ja ne eroavat voimalaitoksissa käytettävistä kattiloista yleensä siten, että niissä höyryä ei tulisteta, vaan tuorehöyry on kylläistä. Kattilat koostuvat siten vain ekonomaisesta ja höyrystimestä, jotka ovat yhteydessä höyrylieriöön.

Vaikka lämpölaitoksilla käytettävät höyrykattilat ovat yksinkertaisia, tarkan kattilamallin kehittäminen on monimutkaista. Koska mallinnuksen tarkoituksena on sähköntuotannon kannattavuuden selvitys, halutaan tietää, kuinka paljon sähkön tuottaminen lisää kiinteän polttoaineen kulutusta, ja siksi kattilamallista voidaan tehdä hyvin yksinkertainen. Kattilamallin täytyy kuvata polttoainetehon ja kattilalla tuotetun höyrytehon välistä riippuvuutta. Polttoaineteho lasketaan kaavalla (4), jossa  $\Phi_k$  on kattilateho ja  $\eta_k$  kattilahyötysuhde [17].

$$\Phi_{pa} = \frac{\Phi_k}{\eta_k} \quad (4)$$

Kattilahyötysuhde  $\eta_k$  kuvaa, kuinka suuri osa kattilaan tuotavan polttoaineen energiasta saadaan muutettua tuotettavan tuorehöyryn energiaksi. Kattilahyötysuhde muuttuu kattilan kuorman funktiona, ja pienillä osakuormilla se on matalampi kuin kattilan mitoitusarvojen mukaisella kuormalla. Osakuormille se voidaan määrittää kaavasta (4) selvittämällä, jos tiedetään kattilan hetkellinen höyry- ja polttoaineteho. Kiinteän polttoainetta käyttävillä lämpölaitoksilla kattilaan tuotavan polttoaineen massavirtaa ei kuitenkaan yleensä mitata reaaliajassa [18], ja siksi hetkellistä polttoainetehoa ei voida määrittää.

Lisäksi staattisessa mallissa, jossa tarkastellaan pitkiä aikavälejä, kattilahyötysuhteen tulee olla pitkän aikavälin keskiarvo. Tällöin kattilahyötysuhde voidaan määrittää sopivan ajanjakson aikana tuotetun tuorehöyryn energiamäärän ja käytetyn polttoainemäärän sisältämän energiasisällön suhteena kaavan (5) mukaan.

$$\eta_k = \frac{E_h}{E_{KPA}} \quad (5)$$

Kaavassa (5)  $E_h$  on tarkastelujakson aikana tuotetun tuorehöyryn energia ja  $E_{KPA}$  samana aikana käytetyn kiinteän polttoaineen poltossa vapautunut energia. Koska kattilahyötysuhde lasketaan tuotetun tuorehöyrymäärän perusteella, sitä laskevat pitkällä aikavälillä kuormavaihteluiden lisäksi kattilan ylösajojen aikana starttiventtiilistä päästettävän höyryn, nuohoushöyryn ja kattilan ulospuhalluksien määrät. Lämpölaitoksilla nämä johdetaan höyrylieriöstä omina virtauksinaan, eivätkä ne siten sisälly tuorehöyryn mittaukseen. [18]

### 2.2.2 Vastapaineturbiini

Vastapaineturbiini on höyryturbiini, jossa höyry paisutetaan loppupaineeseen, joka on yleensä ilmanpainetta suurempi. Tällöin höyryn koko paisuntapotentiaalia ei hyödynnetä, minkä takia sähköntuotanto on vähäisempää kuin lauhdeturbiinilla. Vastapaineturbiinissa paisutetun höyryn energiasisältö on kuitenkin lauhdeturbiinissa paisutettua höyryä suurempi, ja se voidaan hyödyntää esimerkiksi kaukolämmönsiirtimissä. Tällöin turbiinin vastapaine riippuu siitä, kuinka korkea kaukolämmön menoveden lämpötilan tulee olla. [19, s. 22]

Höyryturbiini koostuu yleensä useista vaiheista. Yhteen vaiheeseen sisältyy johtolaite eli staattori ja juoksupyörä eli roottori. Tällaisten normaalien työvaiheiden lisäksi etenkin vastapaineturbiineissa on yleensä myös niin sanottu säätövyöhyke, jolla höyryvirtausta säädetään. Säätövyöhykkeen sijaan voidaan käyttää myös normaalia virtauksen säätöventtiiliä, mutta säätövyöhykkeen etuna on turbiinin parempi hyötysuhde osakuormilla. Säätövyöhyke sijaitsee turbiinissa ennen työvaiheita ja koostuu staattorin ja roottorin lisäksi erillisestä suutinryhmästä. [20]

Höyryturbiinia mallinnettaessa turbiinin suorituskyky ja siten myös tuotetun sähkön määrä riippuvat turbiinin isentrooppisesta hyötysuhteesta, turbiinin läpi virtaavan höyryn massavirrasta sekä höyryn paineesta ja lämpötilasta ennen ja jälkeen turbiinin. Tuotetun sähkön määrään vaikuttavat myös generaattorin ja muuntajan hyötysuhde, joiden voidaan olettaa pysyvän vakioina. Koko sähköntuotantolaitteiston sähköteho lasketaan kaavalla (6) [17].

$$P_s = \eta_g \eta_m \dot{m} (h_1 - h_2) \quad (6)$$

Kaavassa (6)  $\eta_g$  ja  $\eta_m$  ovat generaattorin ja muuntajan hyötysuhteet,  $\dot{m}$  massavirta turbiinin läpi sekä  $h_1$  ja  $h_2$  höyryn paineesta ja lämpötilasta riippuvat ominaisentalpiat ennen ja jälkeen turbiinin. Lisäksi tuotetun sähkömäärään vaikuttavat turbiinin, generaattorin ja mahdollisen vaihteiston mekaaniset hyötysuhteet. Mekaaniset häviöt ovat kuitenkin varsin pieniä, ja siksi niitä ei huomioida erikseen, vaan yleensä ne yhdistetään generaattorin hyötysuhteeseen [14, s. 71].

Paisutetun höyryn entalpia määräytyy paisunnan hyötysuhdetta kuvaavaan isentrooppisen hyötysuhteen perusteella. Se määritellään turbiinissa tapahtuvan höyryn paisunnan ja teoreettisesti suurimman mahdollisen eli isentrooppisen paisunnan suhteena seuraavasti [14, s. 75]:

$$\eta_{st} = \frac{\Delta h}{\Delta h_s} = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_{2s}} \quad (7)$$

Kaavassa (7)  $h_1$  ja  $h_2$  kuvaavat höyryn entalpiaa ennen ja jälkeen turbiinin ja  $h_{2s}$  turbiinin jälkeistä entalpiaa tilanteessa, jossa paisuminen on isentrooppista. Turbiinin sähkötehoa ja isentrooppista hyötysuhdetta laskettaessa turbiinin oletetaan olevan adiabaattinen prosessi eli siinä tapahtuvia lämpöhäviöitä ei oteta huomioon.

Turbiinin mallintaminen on vaativaa, sillä isentrooppinen hyötysuhde muuttuu turbiinin läpi kulkevan massavirran muuttuessa. Muutos on erilainen eri turbiinin vaiheissa: Säättövyöhykkeessä isentrooppinen hyötysuhde laskee merkittävästi massavirran laskiessa. Sen sijaan työvaiheiden isentrooppinen hyötysuhde alkaa laskea vasta, kun massavirta on noin kolmasosa suunnitteluarvosta, ja tätä pienemmillä arvoilla se laskee erittäin nopeasti. Lisäksi turbiinin viimeisen vaiheen isentrooppinen hyötysuhde käyttäytyy eri tavalla kuin muiden vaiheiden. Tämä johtuu siitä, että viimeisestä vaiheesta poistuvalla höyryllä on kineettistä energiaa, jota ei saada hyödynnettyä turbiinissa. Tätä hyödyntämättä jäävää energiaa kutsutaan ulosvirtaushäviöksi, ja sen suuruus riippuu voimakkaasti turbiinin massavirrasta. [20]

Jotta turbiinin toimintaa voitaisiin mallintaa mahdollisimman tarkasti, täytyisi laatia malli, jossa huomioidaan erikseen turbiinin eri vaiheiden isentrooppiset hyötysuhteet massavirran funktiona. Turbiineja voidaan mallintaa myös yksinkertaisemmilla lineaarisilla menetelmillä, ja yksi yleisesti käytetty menetelmä on Willan's line -relaatio. Willan's line on suora viiva kahden turbiinin massavirtapisteen välissä. Ensimmäinen piste vastaa höyryvirtaa, jolla turbiini käy, mutta ei vielä tuota energiaa ja toinen piste höyryvirtaa, jolla saavutetaan turbiinin paras isentrooppinen hyötysuhde. Kyseinen menetelmä soveltuu erityisesti yksinkertaisille säätöventtiileillä ohjatuille turbiineille. [20] Ongelmana tarkan turbiinimallin laatimisessa on kuitenkin se, että tarkastelun kohteena olevasta turbiinista ei ole käytettävissä mittaustietoja, joiden perusteella malli voitaisiin laatia. Turbiinivalmistajat eivät myöskään yleensä ilmoita toimintapisteitä, joiden perusteella voitaisiin määrittää Willan's line -relaatioon perustuva turbiinimalli.

Tarkan turbiinimallin laatiminen ei kuitenkaan ole välttämätöntä, sillä lämpölaitoksessa käytettäväksi sopivat pienen mittakaavan turbiinit ovat yksinkertaisempia kuin suuren mittakaavan vastapaineturbiinit. Koska lämpölaitoksissa tuorehöyry on useimmiten kyläistä, se alkaa lauhtumaan heti turbiiniin tultaessa, ja siten käytettävissä turbiineissa ei voi olla useita vaiheita. Siksi pienen mittakaavan turbiinit ovat usein yksivaiheisia aksiaaliturbiineja [19, s. 22]. Yksivaiheisissa vastapaineturbiineissa ei yleensä käytetä myöskään säätövyöhykettä, vaan virtauksen säätö tehdään joko yhdellä tai osittaisesti useammalla säätöventtiilillä [20]. Siksi niiden isentrooppisen hyötysuhteen voi olettaa pysyvän vakiona höyryn massavirran vaihteluista huolimatta.

Todellisuudessa isentrooppinen hyötysuhde laskee jonkin verran turbiinin läpi johdettavan höyryn massavirran laskiessa, mutta muutoksen mallintaminen ei ole mahdollista ilman tarvittavaa dataa, ja siksi mallissa käytetään vakioarvoa. Yleensä turbiinivalmistajat ilmoittavat pienimmän massavirran, jolla sähköntuotanto on mahdollista, ja tätä arvoa tullaan käyttämään turbiinimallissa virtauksen minimiarvona.

### 2.2.3 Pumput ja venttiilit

Höyryä tuottavan lämpölaitoksen vesi-höyryprosessissa käytetään syöttövesipumppujen lisäksi lauhdepumppuja, joilla asiakkailta ja esimerkiksi kaukolämmönsiirtimeltä tulevaa lauhdetta pumpataan takaisin syöttövesisäiliöön. Laitoksen sivuvirtojen pumppauksessa saatetaan käyttää myös muita pienempiä pumppuja, mutta niitä ei huomioida mallinnuksessa. Kaavan (3) perusteella väliaineen entalpia muuttuu, kun sen paine muuttuu. Siksi mallinnuksessa päätettiin ottaa huomioon pumpuissa tapahtuva entalpiamuutos, joka aiheutuu, kun veden paine nousee. Kaavalla (8) voidaan kuvata pumpuissa tapahtuvaa isentrooppista paineen nousua eli tilannetta, jossa systeemin entropia pysyy vakiona. Todellisessa tilanteessa systeemin entropia kasvaa, ja tällöin entalpiamuutos lasketaan kaavalla (9).

$$\Delta h_s = (h_{2s} - h_1) = v\Delta p \quad (8)$$

$$\Delta h = (h_2 - h_1) = \frac{\Delta h_s}{\eta_{sp}} \quad (9)$$

Kaavoissa (8) ja (9)  $h_1$  on tulevan veden entalpia,  $h_2$  ja  $h_{2s}$  pumpun jälkeinen todellinen ja isentrooppinen entalpia,  $v$  veden ominaistilavuus,  $\Delta p$  pumpun yli oleva paine-ero ja  $\eta_{sp}$  pumpun isentrooppinen hyötysuhde. Koska veden ominaistilavuus on lähes vakio, voidaan isentrooppinen entalpian muutos laskea kaavaa (8) käyttämällä. Todellinen pumppussa tapahtuva entalpiamuutos saadaan sijoittamalla kaava (8) kaavaan (9). [14, s. 20] Veden entalpia nousee pumpuissa vain vähän, eikä pumppaus siten vaikuta merkittävästi veden lämpötilaan. Pumpuissa tapahtuva entalpiamuutos päätettiin kuitenkin mallintaa, jolloin kaikki vesihöyryprosessiin tuotava energia otetaan huomioon.

Säätöventtiileillä säädetään joko väliaineen painetta tai virtausta kuristamalla. Adiabaattisessa kuristuksessa väliaineen paine laskee eli entropia kasvaa, mutta entalpia pysyy vakiona [14, s. 70]. Esimerkiksi kylläiselle höyrylle tämä tarkoittaa sitä, että höyryn paine ja lämpötila laskevat, mutta höyry tulistuu. Vaikka höyryn hyödynnettävissä oleva energiasisältö pysyykin vakiona, prosessi on häviöllinen, sillä siinä menetetään painehäviön verran tehtyä puristustyötä. Virtauksen säätö kuristamalla on siksi häviöllinen säätötapa [14, s. 48], mutta sitä käytetään edelleen melko paljon lämpölaitosprosesseissa. Uudemmissa laitoksissa taajuusmuuttajaohjatut pumpput ovat korvanneet kuristussäädön esimerkiksi syöttöveden virtaussäädössä, mutta varsinkin pienempiä virtauksia säädetään edelleen kuristamalla pumpun toimiessa vakiopyörintänopeudella.

Säätöventtiileitä ei mallinneta erikseen, vaan oletetaan, että väliaineen entalpia pysyy niissä vakiona. Venttiilit voitaisiin mallintaa käyttämällä yleistä venttiiliyhtälöä, mutta staattisessa mallissa tästä ei ole juurikaan hyötyä, sillä venttiilien avautumaa ja dynamiikkaa ei tarvitse huomioida. Tällöin myöskään venttiileistä aiheutuvia painehäviöitä ei voida määrittää tarkasti. Tämä ei kuitenkaan ole ongelma, sillä mallissa ei huomioida erikseen laitoksen pumppujen energiankulutuksia, mihin painehäviöt vaikuttavat.

## 2.2.4 Kaukolämpöjärjestelmä

Lämpölaitoksien kaukolämpöjärjestelmän tärkeimmät komponentit ovat kaukolämmönsiirtimet, pumpput ja mahdollinen paisuntasäiliö pumppuineen. Laitoksilla saatetaan käyttää myös kaukolämpökattiloita, joissa kuumennetaan suoraan kaukolämpövettä. Kiinteää polttoainetta käyttävillä laitoksilla öljykäyttöiset kaukolämpökattilat toimivat yleensä varakattiloina.

Käytettävät kaukolämmönsiirtimet ovat yleensä tyypiltään putkisiirtimiä, joiden putkipuolella kiertää lämmitettävä kaukolämpövesi ja vaippapuolella kattiloilla tuotettu höyry. Höyry lauhtuu kaukolämmönsiirtimissä ja luovuttaa samalla lämpöä. Usein kaukolämmönsiirtimien yhteydessä käytetään myös jälkijäähdyttimiä, joilla lauhteen lämpötilaa pudotetaan edelleen lauhtumislämpötilasta. Jälkijäähdytystä käytetään, jos höyryn lauhtumislämpötila on erityisen korkea tai siksi, että lämmönsiirtimeen lauhdetta voidaan pumpata ilman kavitaation riskiä. Kaukolämmönsiirtimeessä vapautuva lämpöteho on esitetty kaavassa (10) [21, s. 76].

$$\Phi_s = \dot{m}_h(h_1 - h_2) \quad (10)$$

Kaavassa (10)  $\dot{m}_h$  on siirtimeen tulevan lämmityshöyryn massavirta sekä  $h_1$  ja  $h_2$  siirtimeen tulevan höyryn ja siirtimeestä poistuvan lauhteen entalpiat. Siirtimeestä poistuvan lauhteen entalpia riippuu siirtimeen paineesta ja mahdollisen jälkijäähdytyksen suuruudesta. Jos jälkijäähdytystä ei ole, siirtimeestä poistuva lauhde on kylläistä vettä siirtimeen painetta vastaavassa lauhtumislämpötilassa.

Kaukolämpöveden menolämpötilaa säädetään yleensä joko suoraan siirtimeen tulevan höyryn virtausta muuttamalla tai käyttämällä säätötapaa, jossa siirtyvää lämpötehoa säädetään siirtimen höyrypuolen lauhteen pinnankorkeuden avulla. Lisäksi lämpötilaa voidaan säätää käänteisesti siirtimessä lauhtuvan höyryn painetta muuttamalla. Höyryn lauhtumispaine määrää lauhtumislämpötilan ja huomioimalla lämmönsiirtimen asteisuus voidaan menoveden lämpötilaa säätää siirtimen paineen funktiona. [22] Tällainen kaukolämmönsiirtimen ajotapa soveltuu käytettäväksi vastapaineturbiinin kanssa.

Kaukolämpöjärjestelmän mallintamisen tavoitteena on määrittää kaukolämpökuorman ja sähköntuotantotehon välinen vuorovaikutus. Tämän takia kaukolämmönsiirtimen vesipuolen toimintaa ei tarvitse mallintaa yksityiskohtaisesti, vaan riittää, että tiedetään kaukolämpökuorma ja vastapaineturbiinin jälkeisen siirtimen paine, joka määräytyy kaukolämmön menoveden funktiona. Tällöin kaukolämmönsiirtimen lämpöteho  $\Phi_s$  on yhtä suuri kuin kaukolämpökuorma, kun mallinnuksessa ei huomioida siirtimen häviöitä. Kaukolämmönsiirtimien höyrypuolen mallintamiseen käytetään siten kaavaa (10), ja oletetaan, että systeemi on adiabaattinen.

## 2.3 Talousmallinnus

Prosessimallista saatavien tietojen perusteella määritetään sähköntuotantolaitteistoon investoinnin kannattavuus. Talousmallista kehitetään prosessimallista erillinen kokonaisuus, jossa sisäänmenoina käytetään prosessimallista saatavia tietoja ja muita investoinnin kannattavuuslaskelmissa tarvittavia tietoja. Investoinnin kannattavuuden laskentaan käytetään neljää eri investointilaskentamenetelmää, jotka ovat annuiteetti- ja nykyarvomenetelmä, korollisen takaisinmaksuajan menetelmä sekä sisäisen korkokannan menetelmä. Alaluvuissa 2.3.1–2.3.4 on esitelty lyhyesti menetelmien laskentaperiaatteet. Kaikkia menetelmiä käytettäessä oletetaan, että investoinnista saatava vuotuinen nettotuotto on vakio.

### 2.3.1 Annuiteettimenetelmä

Annuiteettimenetelmässä investointiin kuuluvat eriaikaiset suoritukset jaetaan investoinnin pitoajalle yhtä suuriksi vuosikustannuksiksi eli annuiteeteiksi. Vuosikustannukset lasketaan kaavalla (11).

$$K = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \cdot I \quad (11)$$

Kaavassa (11) investoinnin hankintakustannusta  $I$  kertovaa lauseketta kutsutaan annuiteettitekijäksi, ja siinä  $i$  on laskentakorkokanta ja  $n$  investoinnin pitoaika vuosina. Investointi on kannattava, kun investoinnista saatava vuotuinen nettotuotto on suurempi kuin sen annuiteetti. [23, s. 187]



### 2.3.2 Nykyarvomenetelmä

Nykyarvomenetelmää kutsutaan myös diskonttausmenetelmäksi, ja sen avulla eri ajan-kohtina tapahtuvat suoritukset saadaan vertailukelpoiseksi valitulle ajanhetkelle. Menetelmää käytettäessä vuotuiset suoritukset kerrotaan diskonttaustekijällä, jolloin saadaan selville investoinnin nettotuottojen nykyarvo. Kun vuosittaiset suoritukset oletetaan yhtä suuriksi, investoinnin nettotuottojen nykyarvo on kaavan (12) mukainen.

$$N = q \cdot \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (12)$$

Kaavassa (12) vuotuisia suorituksia  $q$  kerrotaan diskonttaustekijällä, joka on kaavan (11) annuiteettitekijän käänteisluku. Investoinnin nykyarvo saadaan vähentämällä kaavan (12) nettotuottojen nykyarvosta investoinnin hankintakustannus  $I$ . Jos investoinnin nykyarvo on positiivinen, investointi on kannattava. [23, s. 186]

### 2.3.3 Korollinen takaisinmaksuaika

Takaisinmaksuajan menetelmällä määritetään se aika, jonka kuluttua investoinnista saatavat nettotuotot ovat yhtä suuret kuin investoinnin hankintakustannus. Kun takaisinmaksuaikaa laskettaessa otetaan huomioon korkokanta, se lasketaan kaavalla (13).

$$n_i = \frac{-\ln\left(\frac{1}{i} - \frac{I}{q}\right) - \ln(i)}{\ln(1+i)} \quad (13)$$

Kaavassa (13)  $n_i$  on takaisinmaksuaika vuosissa ja muut muuttujat samoja kuin edellisten lukujen menetelmille. Korollisen takaisinmaksuajan menetelmä ei sovellu yksin investoinnin kannattavuuden arviointiin, sillä se ei ota huomioon ollenkaan, mitä investoinnin arvolle tapahtuu takaisinmaksuajan jälkeen. Menetelmä tulokset soveltuvat parhaiten investoinnin likvidiyden eli maksuvalmiuden arviointiin. [23, s. 188]

### 2.3.4 Sisäinen korkokanta

Sisäisen korkokannan menetelmän tavoitteena on laskea se korkokanta, jonka mukaan vuotuisten nettotulojen nykyarvo on yhtä suuri kuin investoinnin hankintakulujen nykyarvo. Sisäinen korkokanta kertoo, mikä on investoinnin tuotto prosentti sijoitetulle pääomalle. Sisäinen korkokanta saadaan ratkaisemalla se kaavasta (14).

$$I - \frac{(1+r)^n - 1}{r(1+r)^n} \cdot q = 0 \quad (14)$$

Kaavassa (14)  $r$  on sisäinen korkokanta ja muut muuttujat samoja kuin luvuissa 2.4.1–2.4.3. Investointi on kannattava, jos sisäinen korkokanta on vähintään yhtä korkea kuin

johdon määrittelemä laskentakorkokanta. Sisäisen korkokannan ratkaiseminen kaavasta (14) on työlästä, ja siksi se ratkaistaan usein iteroimalla. [23, s. 187] Kehitettävässä talousmallissa sisäisen korkokannan laskentaan käytetään Excelin Korko-funktiota.

### 3. TARKASTELUN KOHTEENA OLEVA LAITOS

Tässä luvussa esitellään lyhyesti diplomityön tilaaja Adven Oy ja tarkastellaan mallinnuksen kohteena olevaa lämpölaitosta. Luvussa 3.1 käydään läpi Advenin liiketoimintaa sen tuotteiden ja tärkeimpien tunnuslukujen avulla. Luvussa 3.2 kuvataan lämpölaitoksen tuotantoprosessi tärkeimpien komponenttien osalta ja tarkastellaan sen energiantuotantoa lukujen perusteella.

#### 3.1 Adven Oy

Adven Oy on Suomessa, Virossa ja Ruotsissa toimiva energiapalveluja myyvä yritys, jonka tärkeimpiä tuotteita ovat teollisuuden prosessihöyry ja kaukolämpö sekä teollisuuskylmä. Adven tuottaa jonkin verran myös sähköä, sillä se omistaa kaksi pienen kokoluokan yhteistuotantolaitosta. Vuonna 2014 yrityksen liikevaihto oli noin 150 miljoonaa euroa ja henkilöstöä yrityksen palveluksessa on noin 220 [24].

Adven toimittaa asiakkailleen räätälöityjä energiaratkaisuja, ja tällä tarkoitetaan sitä, että Adven rakennuttaa uuden tuotantolaitoksen asiakkaan tarpeiden mukaan tai hankkii olemassa olevan laitoksen, ja huolehtii sen käynnissä- ja kunnossapidosta. Asiakkaalta peritään maksua vain käytetyn energian perusteella, jolloin asiakkaan ei tarvitse sitoa pääomaansa energiantuotantoon. Advenilla on tällä hetkellä Suomen ja Viron alueella yli 160 räätälöityä energiaratkaisua, joiden tärkeimmät asiakkaat ovat eri alojen suurehkoja teollisuusyrityksiä. Adven omistaa myös noin 30 pienekköä kaukolämpöverkkoa, joista energiaa myydään suoraan myös yksityisasiakkaille. Advenin tuotantolaitosten nimellinen yhteisteho on nykyään yli 1600 MW. [24]

Advenin liiketoiminta Suomessa alkoi vuonna 1982, osana Neste Oy:tä. Vuodesta 1985 alkaen Neste Lämpö Oy -nimellä toiminut lämpöliiketoiminta päättyi osaksi Fortum-konsernin Lämpö-divisioonaa Nesteen ja IVOn fuusion myötä. Myöhemmin Fortum yhtiöitti osan lämpöliiketoiminnastaan Fortum Energiaratkaisut -nimen alle ja myi kyseisen liiketoiminnan kansainväliselle EQT:n Infrastruktuurirahastolle. Advenin Viron liiketoiminta sai alkunsa vuonna 1991, kun joukko alueellisia lämpöyhtiöitä yhdistyi ja muodosti Termest As-nimisen yrityksen. Fortum osti Termestin vuonna 2000 ja vuonna 2012 se myytiin EQT:n Infrastruktuurirahastolle Suomen liiketoimintojen yhteydessä. Huhtikuussa 2012 Suomen ja Viron liiketoiminnot yhdistyivät Adven-nimen alle. Advenin Ruotsin liiketoiminta alkoi vuonna 2010, kun Eco2 Energy -niminen yritys aloitti toimintansa. Adven osti tämän konttoreihin ja asuinrakennuksiin lämmitys- ja jäähdytysratkaisuja toimittaneen yrityksen toukokuussa 2014, ja vuoden 2015 alussa yhtiön nimeksi vaihtui Adven. [25]

Advenin merkittävimmät tuotantolaitokset ovat kiinteää polttoainetta käyttäviä lämpölaitoksia, jotka tuottavat höyryä läheisille teollisuusyrityksille ja yleensä myös kaukolämpöä teollisuuden ja yksityisten käyttöön. Toistaiseksi yhtäkään Advenin omistamaa lämpölaitosta ei ole muunnettu yhteistuotantolaitokseksi, mutta joillakin laitoksilla sähköntuotanto voi olla kannattavaa, jos kaukolämmön kulutus on riittävää, ja laitoksella on olemassa tarpeeksi ylimääräistä tuotantokapasiteettia. Myöskään polttoainekustannukset eivät saa olla liian korkeat. Advenin KPA-laitoksilla käytettäviä tärkeimpiä polttoaineita ovat metsähake, turve ja teollisuuden puutähteet. Jonkin verran polttoaineina käytetään myös muita teollisuuden sivuainevirtoja ja esimerkiksi pellettiä.

Advenin laitosten käyttö- ja tulostietoja seurataan kuukausitasolla. Höyryä ja kaukolämpöä tuottavien lämpölaitoksien tärkeimmät mittaukset ovat tuotetun höyryn ja kaukolämmön massa- ja energiamäärää sekä laitoksella kulutetun polttoaineen energiamäärä. Nämä mittaukset ovat nykyään etäluettavia, ja niiden lukemat siirtyvät kuun vaihteessa laitosten käyttötietojärjestelmään. Tämän lisäksi laitostyöntekijät keräävät kuukausittain laitoksen tärkeimpien mittareiden lukemat ja raportoivat ne alueensa käyttöpäällikölle. Raportoitavia mittarilukemia ovat energia- ja polttoainemittausten lisäksi ainakin kulutetun sähköenergian ja käytetyn veden määrät.

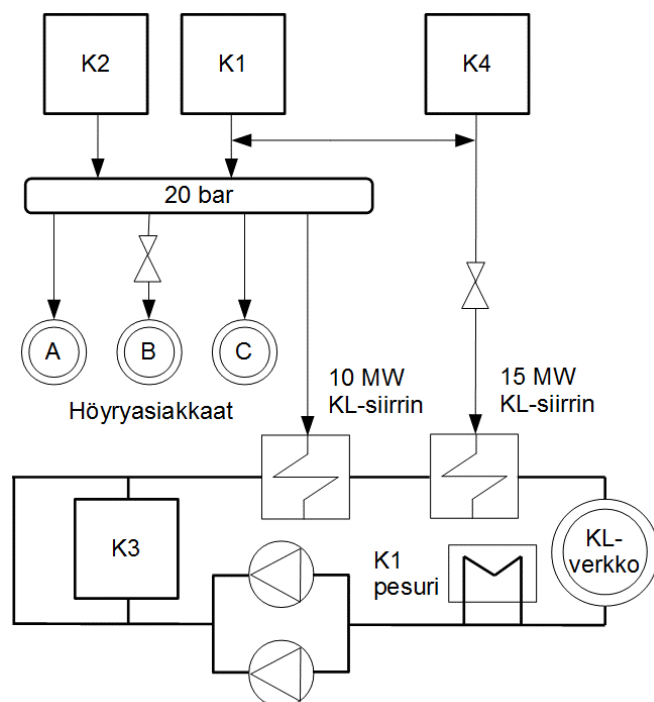
## 3.2 Mallintamisen kohteena oleva lämpölaitos

Tarkasteltava Advenin paikallislämpölaitos tuottaa prosessihöyryä teollisuusasiakkaille ja kaukolämpöä sekä teollisuuden että yksityisasiakkaiden käyttöön. Laitos on otettu käyttöön vuonna 2001 ja sitä on laajennettu myöhemmin, jolloin laitokselle hankittiin toinen KPA-kattila ja kaukolämmönsiirrin. Lämpölaitoksen teollisuusasiakkaita ovat kolme paikallista yritystä, joista käytetään jatkossa nimityksiä asiakas A, asiakas B ja asiakas C. Laitoksen yhteydessä olevan kaukolämpöverkon omistaa kaupungin omistama energiayritys, jolle Adven myy yksityisasiakkaille toimitettavan kaukolämpöenergian. Alaluvuissa 3.2.1 ja 3.2.2 käsitellään lämpölaitoksen höyryprosessia ja kaukolämmön tuotantolaitteistoa. Tarkastelussa kiinnitetään huomiota erityisesti prosessin mallinnuksen kannalta oleellisiin asioihin. Luvussa 3.2.3 tarkastellaan lyhyesti laitoksen teknisiä edellytyksiä sähköntuotantoa varten.

### 3.2.1 Höyryprosessi

Tarkasteltavan lämpölaitoksen höyryn tuotantolaitteisto koostuu kahdesta KPA-kattilasta ja yhdestä öljykattilasta. Nimellistehoiltaan 15 MW:n K1 ja 9,5 MW:n K4 ovat KPA-kattiloita, jotka tuottavat 20 baarin kylläistä höyryä. Molemmat niistä ovat kerrosleijukattiloita. K1 on otettu käyttöön laitoksen valmistumisen yhteydessä, ja siinä käytetään pääpolttoaineena haketta, mutta myös jonkin verran läheiseltä teollisuudelta saatavaa puupölyä ja eräältä paperitehtaalta tuotavaa siipauslietettä. K4 on hankittu laitoksen laajennuksen yhteydessä, ja siinä käytetään polttoaineena pelkästään haketta. Laitoksella on KPA-

kattiloiden häiriötilanteiden varalle raskasöljykäyttöinen höyrykattila K2, joka on teholtaan 10 MW. K2 on otettu käyttöön laitoksen valmistuessa. Kattiloiden kytkennät käyvät ilmi lämpölaitoksen yksinkertaistetusta prosessikaaviosta, joka on esitetty kuvassa 3.1.



**Kuva 3.1.** Tarkasteltavan lämpölaitoksen yksinkertaistettu prosessikaavio. Kaaviossa ei ole esitetty lauhde-, syöttövesi- ja sivuvirtoja. K1- ja K4-kattiloiden väliin piirretty kaksisuuntainen nuoli tarkoittaa, että K1-kattilan tuorehöyryä voidaan johtaa 15 MW:n kaukolämmönsiirtimelle ja vastaavasti K4-kattilan tuorehöyryä höyrytukkiin.

Taulukkoon 3.1 on merkitty höyryprosessin mallintamisen kannalta oleellisia prosessisuureiden arvoja. Taulukossa ilmoitettu KPA-kattiloiden hyötysuhde on K1- ja K4-kattiloiden yhteenlaskettu kattilahyötysuhde koko vuoden 2014 ajalta. Hyötysuhteita ei voida määrittää kattilakohtaisesti, sillä lämpölaitoksella ei mitata erikseen kattiloihin syötettävän polttoaineen määrää. Käytetyn polttoaineen mittausta perustuu polttoainevaraston läpi kulkevan polttoaineen massan punnitukseen, ja molempiin kattiloihin syötetään polttoainetta samasta varastosta. Hyötysuhde on laskettu kaavan (5) mukaan laitosten käyttötiestöjärjestelmään tallennettujen laitoksen vuoden 2014 tuotantotietojen perusteella.

Mallinnuksen kohteena olevalla lämpölaitoksella on kaksi syöttövesisäiliötä: Vanha syöttövesisäiliö on kattiloille K1 ja K2, ja laitoksen laajennuksen yhteydessä hankittu syöttövesisäiliö kattilalle K4. Taulukossa 3.1 on esitetty syöttövesisäiliöiden normaalit käyttölämpötilat ja -paineet. Lisäksi taulukkoon on kirjattu myös syöttövesipumppujen hyötysuhteet ja syöttöveden paineet pumppujen jälkeen. K1- ja K2-kattiloiden syöttövedettä lämmitetään höyrytukista otettavalla höyryllä ja uutta syöttövesisäiliötä K4-kattilan tuorehöyrylinjasta otettavalla höyryllä. Taulukossa 3.1 on esitetty myös KPA-kattiloiden höy-

rylieriöiden jatkuvien ulospuhallusten ja nuohoushöyryjen määrät. K1-kattilan ulospuhalluksen ja nuohoushöyryn määrä on arvioitu laitoskäyttäjän keräämien vuoden 2014 kuukausilukemien lisävesimäärän perusteella, ja K4-kattilan arvo on luettu kattilan suunnitteluarvoista.

**Taulukko 3.1.** Tarkasteltavan lämpölaitoksen höyryprosessin mallinnuksen kannalta oleellisia prosessisuureiden arvoja. KPA-kattiloiden hyötysuhde laskettu vuoden 2014 tietojen perusteella.

	Arvo
KPA-kattiloiden hyötysuhde [%]	78,2
Tuorehöyryn paine [bar] / lämpötila [°C]	20 / 212,4
K1-kattilan syöttövesisäiliön paine [bar] / lämpötila [°C]	1,3 / 105
K4-kattilan syöttövesisäiliön paine [bar] / lämpötila [°C]	1,5 / 110
K1-kattilan syöttövesipumppujen hyötysuhde [%]	54,0
K4-kattilan syöttövesipumppujen hyötysuhde [%]	53,7
Syöttöveden paine K1-kattilan syöttövesipumppujen jälkeen [bar]	35
Syöttöveden paine K4-kattilan syöttövesipumppujen jälkeen [bar]	22
K1-kattilan lieriön ulospuhallus ja nuohoushöyry [% syöttövedestä]	3
K4-kattilan lieriön ulospuhallus ja nuohoushöyry [% syöttövedestä]	2

Teollisuusasiakkaille myytävä prosessihöyry otetaan suoraan höyrytukista. Asiakkaille A ja C höyry johdetaan tuorehöyryn paineessa, mutta asiakas B:lle johdettavan höyryn paine alennetaan reductioventtiilillä 10 baariin. Asiakaskat A ja B palauttavat lämpölaitokselle osan käyttämästään höyrystä lauhteena. Asiakas A palauttaa lähes kaiken käyttämästään höyrystä, mutta asiakas B:ltä palautuvan lauhteen määrä vaihtelee suuresti, ja yleensä se on huomattavasti alle 50 % höyryn määrästä. Asiakas C:ltä ei palauteta lauhdetta ollenkaan. Lauhde kerätään lauhdesäiliöön, josta se pumpataan edelleen K1-kattilan syöttövesisäiliöön. Palatumattoman lauhteen osuus korvataan lisäämällä syöttövesisäiliöön pehmenettyä vettä.

Taulukkoon 3.2 on merkitty asiakkaiden A ja B höyryn kulutustiedot vuodelta 2014. Taulukossa ei ole esitetty asiakas C:n tietoja, sillä niitä ei ole saatavilla vuoden 2014 osalta. Asiakas A:n höyryn kulutus on vaihdellut melko paljon kuukaudesta riippuen. Heinäkuussa tehtaan tuotanto oli keskeytettynä vuosi- ja sen takia höyryn kulutus oli silloin erittäin vähäistä. Asiakas A:n tuotantomäärät ovat vaihdelleet suuresti vuonna 2008 alkaneesta taantumasta lähtien, ja ne ovat edelleen taantumaa edeltäneitä vuosia pienempiä. Vuoden 2014 kesällä asiakas A:n tehdas siirtyi uuden omistajan alaisuuteen, ja vuotuisien tuotantomäärien on arvioitu kasvavan. Siten voidaan olettaa, että myös tehtaan höyryn kulutus tulee kasvamaan lähitulevaisuudessa. Asiakas B:n höyryn kulutus on vuonna 2014 ollut melko tasaista tammikuuta lukuun ottamatta. Tehtaan tuotantomäärät ja siten myös höyryn kulutus voivat vaihdella vuositasolla jonkin verran, mutta tuotantomääriin ei ole odotettavissa suuria muutoksia lähitulevaisuudessa.

**Taulukko 3.2.** Tarkasteltavan lämpölaitoksen asiakkaille A ja B johdetun höyryn ja palautuneen lauhteen energiat sekä palautuneen lauhteen määrä suhteessa menohöyryn massaan kuukausittain vuonna 2014. Asiakkaan energiankulutus saadaan laskettua Höyry- ja Lauhdesarakkeiden erotuksena.

	Asiakas A			Asiakas B		
	Höyry [MWh]	Lauhde [MWh]	Lauhteen palautus [%]	Höyry [MWh]	Lauhde [MWh]	Lauhteen palautus [%]
Tammikuu	1822,3	236,7	97	1059,2	25,9	16
Helmikuu	1846,6	240,2	99	463,8	23	33
Maaliskuu	1777,5	227,5	97	544,4	24,4	31
Huhtikuu	1556,3	200	98	615,4	23,5	26
Toukokuu	1003,3	173,9	97	619,6	22,5	25
Kesäkuu	789,8	108,5	98	600,9	23,1	26
Heinäkuu	155,4	20,9	100	449,4	18,8	29
Elokuu	999,3	128,7	99	576,2	21,5	25
Syyskuu	1184	149,9	97	681,5	24,2	24
Lokakuu	1413,7	174,6	95	673	22,7	23
Marraskuu	1371,3	170,9	96	364,6	18,5	38
Joulukuu	1408	201,5	95	307,8	18,6	47

Asiakaan C kuukausittainen höyryn kulutus on yleensä melko tasaista läpi vuoden, ja se on yleensä hieman alle 1000 MWh/kk. Tehtaan höyryn kulutus saattaa kuitenkin kasvaa kesä- ja syyskuukausina, jolloin tehtaan tuotantomäärät ovat suurimmillaan. Tällöin höyryn kulutus ylittää tyypillisesti 1000 MWh:n rajan. Myös asiakas C:n tehtaan tuotantotilanteen ja siten myös höyryn kulutuksen voidaan olettaa pysyvän nykytasolla tulevana vuosina.

### 3.2.2 Kaukolämmön tuotanto

Lämpölaitoksen kaukolämmön tuotantolaitteisto koostuu kahdesta kaukolämmönsiirtimestä, öljypolttoisesta vesikattilasta ja K1-kattilan savukaasupesurin lämmöntalteenotto-laitteistosta. Raskasöljykäyttöinen K3-kattila on teholtaan 10 MW, ja sitä käytetään KPA-kattiloiden häiriötilanteissa ja huippukuormien aikana. K1-kattilan pesurilla talteen otettu lämpöenergia siirretään laitokselle palaavaan kaukolämpövedeen. Lämmön talteenotto-laitteiston teho on enimmillään yli 4 MW, mutta se riippuu voimakkaasti kaukolämmön massavirrasta ja paluuveden lämpötilasta: Pesurin lämmön talteenotto on sitä vähäisempää, mitä kuumempaa kaukolämmön paluuvesi on, ja siksi kaukolämmön paluuveden lämpötila pyritään pitämään alle 50 °C:ssa. Lisäksi pesurilla tuotettavan kaukolämpö-energian määrään vaikuttaa K1-kattilan savukaasun massavirta. Laitoksen kaukolämpöjärjestelmän tärkeimmät komponentit näkyvät kuvassa 3.1.

Kaukolämpöjärjestelmään kuuluu pesurin ja K3-kattilan lisäksi kaksi putkilämmönsiirtintä, joissa höyrykattiloilla tuotetulla höyryllä lämmitetään kaukolämpövedettä. Siirtimistä vanhempi on nimellisteholtaan 10 MW, ja sen höyryvirtaa säädetään suoraan siirtimestä

poistuvan kaukolämpöveden lämpötilan perusteella. Siirtimen lauhdetta ei pumpata, vaan sen höyrypuolen paine määräytyy siirtimen ja syöttövesisäiliön välisen lauhdeputken hydrostaattisen paineen sekä syöttövesisäiliön vastapaineen perusteella, ja siksi se on lähes vakio. Siirtimen yhteydessä on erillinen lauhteen jälkijäähdytin, jolla osa lauhteen lämpöenergiasta siirretään kaukolämpövedeen.

Laitoksen laajennuksen yhteydessä sinne hankittiin myös uusi, teholtaan 15 MW:n kaukolämmönsiirrin. Uudesta siirtimestä poistuvan kaukolämpöveden lämpötilaa säädetään siirtimen höyrypuolen paineen perusteella, ja höyryvirtauksen säätö on toteutettu reduktioventtiilillä. Siirtimessä on sisäänrakennettu lauhteen jälkijäähdytin, josta lauhde pumpataan kahdella pumpulla takaisin syöttövesisäiliöihin. Siirtimen painesäätö on toteutettu siten, että höyryn lauhtumislämpötila on aina yli 100 °C, jotta siirtimeen ei pääse muodostumaan alipainetta, joka voisi aiheuttaa kavitaatiota lauhdepumpuissa. Taulukkoon 3.3 on merkitty kaukolämmön tuotantolaitteiston mallinnuksen kannalta oleellisten suureiden arvoja. 10 MW:n kaukolämmönsiirtimen jälkijäähdytys on arvioitu mittaamalla lauhdeputken eristämättömän venttiilin pintalämpötila jälkijäähdyttimen jälkeen. 15 MW:n siirtimen asteisuus ja jälkijäähdytys sen sijaan on luettu lämmönsiirtimen suunnitteluarvoista ja lauhdepumppujen paineenmuutos ja hyötysuhde pumpputoimittajan dokumentaatiosta.

**Taulukko 3.3.** Tarkasteltavan lämpölaitoksen kaukolämmön tuotantolaitteiston mallinnuksen kannalta oleellisia prosessisuureiden arvoja.

	Arvo
<b>10 MW kaukolämmönsiirrin</b>	
Höyrypuolen paine [bar]	3
Jälkijäähdytys [°C]	50
<b>15 MW kaukolämmönsiirrin</b>	
Höyrypuolen paine [bar]	1,2 - 2,2
Asteisuus [°C]	3
Jälkijäähdytyksen suunnitteluarvo [°C]	24
Painehäviön suunnitteluarvo [bar]	0,2
Lauhdepumppujen tuottama paine-ero [bar]	2,28
Lauhdepumppujen hyötysuhde [%]	71,9

Lämpölaitokselta lähtevä ja laitokselle palaava kaukolämpö haarautuu kolmeen erikseen mitattavaan linjaan: Kaupungin Eteläinen ja Pohjoinen kaukolämpö sekä asiakas A:lle toimitettava kaukolämpö. Kaupungin omistama energiayhtiö ostaa kaiken Eteläisen ja Pohjoisen linjojen kaukolämmön. Taulukkoon 3.4 on koottu vuoden 2014 kaukolämmön kulutustiedot. Tuotanto-sarakkeeseen merkitty energiamäärä tarkoittaa sitä kaukolämpö-energian osuutta, joka on tuotettu kaukolämmönsiirtimillä tai kattilalla K3, ja sen määrä lasketaan kaavalla (15).



$$E_{tuotanto} = E_{Eteläinen} + E_{Pohjoinen} + E_{asiakas A} - E_{pesuri} \quad (15)$$

Asiakas A sekä ostaa että myy kaukolämpöä. Advenilla on velvollisuus ostaa tehtaalla tuotettu ylimääräinen kaukolämpö, mikä vaikuttaa myös Advenin laitoksen omaan kaukolämmön tuotantoon. Taulukossa 3.4 osa asiakkaan A kulutuslukemista on negatiivisia, ja ne tarkoittavat, että tehdas on myynyt kyseisen kuukauden aikana enemmän kaukolämpöä kuin ostanut. Asiakas A:n kaukolämmön osto ja myynti eivät riipu juurikaan ulkolämpötilasta, vaan tehtaan tuotantoprosessista vapautuvan hukkalämmön määrästä. Myöskään tehtaan tuotantomäärät eivät juuri vaikuta ostettavan ja myytävän kaukolämmön määrään, sillä pääosa tehtaan tuotantoprosessissa käyttämättä jäävästä höyryenergiasta käytetään tehtaan altaiden ja kenttien lämmitykseen.

**Taulukko 3.4.** Tarkasteltavan lämpölaitoksen kuukausittainen kaukolämmön kulutus ja tuotanto vuonna 2014. Taulukossa on ilmoitettu eri kaukolämpölinjojen energiankulutukset ja kattilan K1 savukaasupesurilla talteen otetun energian määrä.

	Eteläinen [MWh]	Pohjoinen [MWh]	Asiakas A [MWh]	Pesurin tuotto [MWh]	Tuotanto [MWh]
Tammikuu	8510,7	3871,4	68,5	2175,4	10275,2
Helmikuu	5696,4	2452,9	-136,3	1805,4	6207,6
Maaliskuu	5498,4	2263,6	-233	1674,9	5854,1
Huhtikuu	4133,1	1708,1	-190,1	1330,8	4320,3
Toukokuu	2795,8	1107,8	-109,1	954	2840,5
Kesäkuu	1991,1	670,6	-84,3	601,3	1976,1
Heinäkuu	1245	323,1	11,8	101	1478,9
Elokuu	1221,6	384,7	-102,2	301,6	1202,5
Syyskuu	2530,3	884,1	-25,4	793,6	2595,4
Lokakuu	4306,2	1654,1	167,5	1325	4802,8
Marraskuu	5053,9	2022	245,2	1556,4	5764,7
Joulukuu	7065,8	2703,6	390,5	1624,3	8535,6

Taulukon 3.4. lukemien perusteella voidaan todeta, että Eteläisen ja Pohjoisen kaukolämpölinjojen energiankulutus on kylminä kuukausina merkittävästi suurempaa kuin kesäkuukausina. Pesurin tuotanto on jokseenkin verrannollinen kaukolämmön kulutukseen. Heinäkuun huomattavan pientä tuotantoa selittää K1-kattilan vuosihuolto, minkä takia pesuri ei ollut käytössä kuin pienen osan kuukaudesta.

### 3.2.3 Sähköntuotannon edellytykset

Lämpölaitokselle rakennettiin laajennustöiden yhteydessä turbiinihalli sähköntuotantolaitteistoa varten. Samalla höyryputkistoon rakennettiin liittymäkohdat vastapaineturbiinia varten olemassa olevan reduktioventtiilin rinnalle 15 MW:n kaukolämmönsiirtimen yhteyteen. 15 MW kaukolämmönsiirintä säädetään jo nykyään siirtimen paineen perusteella, joten siihen voidaan kytkeä vastapaineturbiini ilman prosessimuutoksia.

Laajennustöiden yhteydessä laitoksella on rakennettu myös kaapelointi ja verkkoliityntä mittareineen generaattorilla tuotettavaa sähköä varten. Laitoksen sähköliittymä on jännitteeltään 400 V, joten jos laitokselle hankitaan generaattori, jonka jännite poikkeaa tästä, täytyy sinne hankkia myös muuntaja. Tämä täytyy huomioida investointikustannuksia laskettaessa. Mallinnuksen kohteena olevalla lämpölaitoksella on siis olemassa tekniset edellytykset sähköntuotantoon, mutta varsinainen tuotantolaitteisto puuttuu.

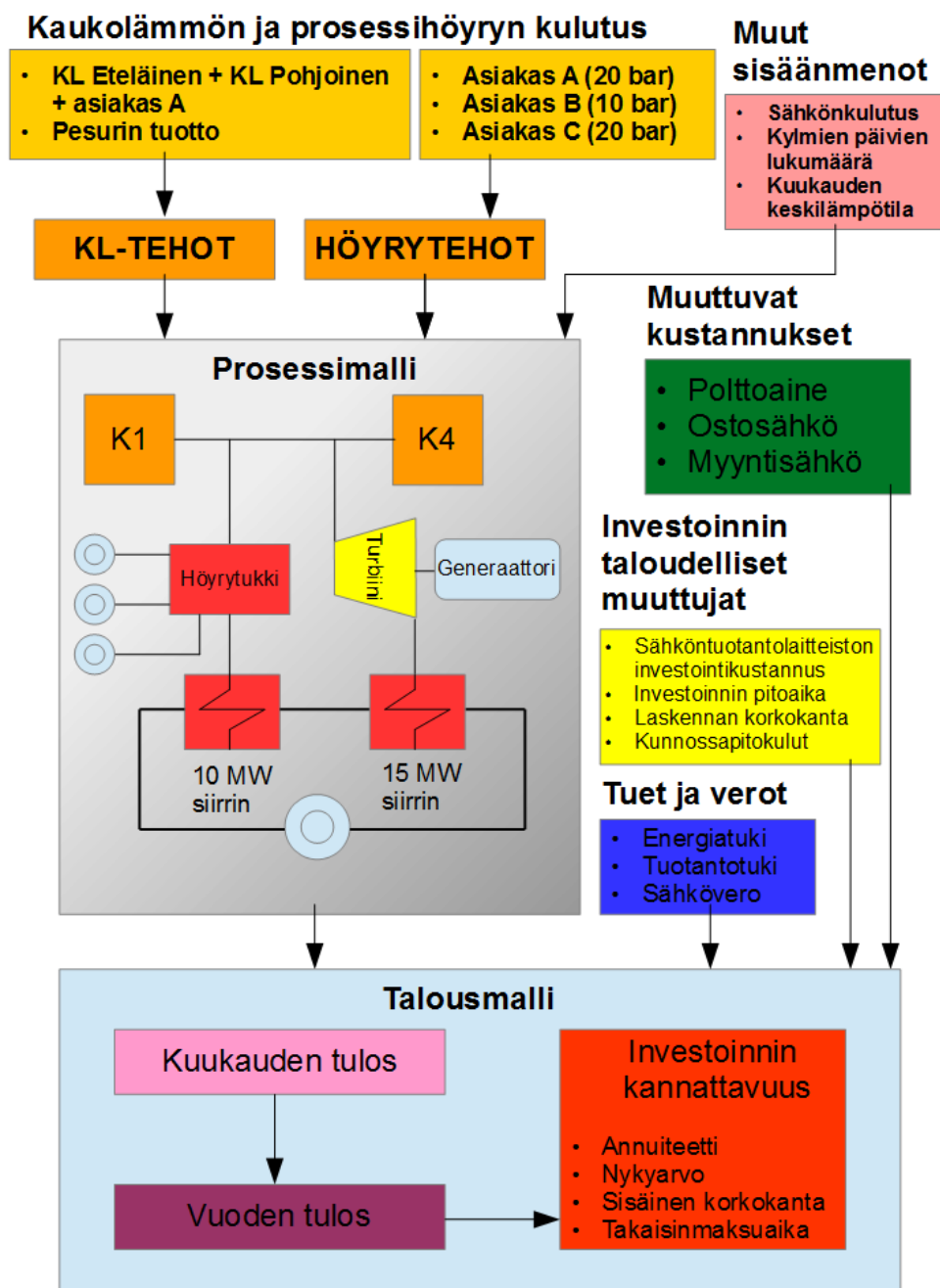
## 4. KOKONAISMALLIN TOTEUTUS

Tässä luvussa käsitellään mallia, joka on kehitetty tarkastelun kohteena olevan lämpölaitoksen sähköntuotannon teknis-taloudellisen kannattavuuden arvioimiseen. Koska lämpölaitoksen tulosta ja käyttötietoja seurataan kuukausittain, mallinnuksen ajanjaksoksi valittiin kuukausi. Mallintamalla vuoden jokainen kuukausi erikseen, voidaan arvioida, onko sähköntuotanto teknisesti mahdollista vuoden eri kuukausina, ja kuinka kannattavaa se on kuukausitasolla. Koko vuoden sähköntuotannon kannattavuus voidaan selvittää laskemalla yhteen eri kuukausien tulokset. Jos mallissa tarkasteltaisiin kerralla koko vuotta, ei voitaisi arvioida, onko sähköntuotanto mahdollista esimerkiksi kesäkuukausina, jolloin kaukolämmön kulutus on vähäistä.

Lämpölaitoksen sähköntuotannon mallintamista varten kehitettiin kokonaismalli, joka koostuu prosessimallista, talousmallista sekä näissä malleissa tarvittavista sisäänmenoista. Prosessimallissa käytetään sisäänmenoina energiankulutustietoja, ja muita mallissa tarvittavia muuttujia. Talousmallin sisäänmenoina käytetään prosessimallin tietojen lisäksi sähköntuotannon kannattavuuteen liittyviä muuttuvia kustannuksia, investoinnin taloudellisia muuttujia ja investoinnille sekä tuotannolle mahdollisesti maksettavien tukien määriä sekä sähköveron suuruutta. Kokonaismalli ja sen eri osien väliset riippuvuudet on esitetty kuvassa 4.1. Mallissa kuukausittain vaihtuvia arvoja ovat prosessimallin sisäänmenot. Muiden lähtötietojen oletettiin pysyvän vakioina koko vuoden tarkastelujakson ajan.

Prosessimallissa laitoksen energiantuotantoa tarkastellaan kuukauden keskitehojen avulla. Siksi tarkasteltavan kuukauden kaukolämmön ja prosessihöyryn energiankulutuslukemat sekä sähkönkulutus muunnetaan keskitehoiksi, joita käytetään prosessimallin sisäänmenoina. Sisäänmenojen perusteella määräytyvät prosessin sisäisten energia- ja massavirtojen suuruudet, ja siten myös KPA-kattiloiden tarvittavat polttoainetehot. Sisäänmenojen perusteella määräytyy myös vastapaineturbiinin kuukauden keskiteho, jonka avulla voidaan arvioida laitoksella kuukaudessa tuotettavan sähköenergian määrää.

Talousmallissa lasketaan sähköntuotannon tulos mallissa tarkasteltavan kuukauden osalta. Koko vuoden tulos määritetään eri kuukausien tulosten summana, jonka perusteella lasketaan investoinnin kannattavuus luvussa 2.4 esitellyillä investointilaskentamenetelmillä. Kannattavuustarkastelulle voidaan suorittaa herkkyysanalyysi muuttamalla talousmallin ja prosessimallin sisäänmenoja. Myös prosessimallin sisäisten parametrien arvoja on mahdollista muuttaa, mutta tässä työssä ne pidettiin vakiona siten, että niiden arvot vastaavat mahdollisimman tarkasti todellisen prosessin arvoja. Prosessimallin suureiden vakioarvot on esitetty liitteessä A.



**Kuva 4.1.** Tarkastelun kohteena olevan lämpölaitoksen sähköntuotannon kannattavuuden selvitystä varten kehitetyn kokonaismallin eri osat ja niiden väliset vuorovaikutukset.

Seuraavissa alaluvuissa tarkastellaan yksityiskohtaisesti mallin toteutusta ja sen eri osia sekä määritetään mallin sisäänmenojen oletusarvot. Luvussa 4.1 tarkastellaan lyhyesti mallin kehitysympäristöä ja mallintamisessa apuna käytettyjä työkaluja. Luvussa 4.2 määritetään arvot prosessimallin sisäänmenoille, ja luvussa 4.3 tarkastellaan prosessimallin toteutusta. Luvuissa 4.4–4.6 käsitellään talousmallin sisäänmenoja ja luvussa 4.7 talousmallin toteutusta.

## 4.1 Mallintamisympäristö ja -työkalut

Lämpölaitoksen sähköntuotantomallin toteutukseen käytettiin Microsoft Officen Excel- taulukkolaskentaohjelmaa. Staattisen mallin kehitysympäristöksi Excel soveltuu hyvin, sillä siinä on helppo muuttaa mallin eri parametreja, ja muutos vaikuttaa heti mallin tilaan ja ulostuloihin. Excelillä on mahdollista luoda laajoja kokonaisuuksia, jotka koostuvat suuresta määrästä muuttujia. Jakamalla eri muuttujat loogisiin osakokonaisuuksiin, Excelin avulla voidaan luoda helposti hahmotettavia kokonaisuuksia, joihin on mahdollista tehdä nopeasti muutoksia. Lisäksi Excel on käytännöllinen työkalu investoinnin tulos- ja kannattavuuslaskelmien tekemiseen.

Mallia kehitettäessä luotiin myös makroja, jotka ovat Microsoftin VBA-kielellä (Visual Basic for Applications) laadittavia funktioita tai pienoisohjelmia, jotka toimivat Excelin yhteydessä. Makrojen avulla voitiin vähentää oleellisesti malliin liittyvää manuaalista työtä ja toistojen määrää, jota aiheutuu muun muassa kuukausittain vaihtuvien tietojen syöttämisestä ja kannattavuuslaskelmien tekemisestä. Kehitetyssä mallissa makroja käytetään esimerkiksi kuukausilukemien vaihtamiseen, prosessimallin sähköntuotantotavan muuttamiseen ja talousmallissa koko vuoden tulos- ja kannattavuuslaskelman laatimiseen.

Prosessimallin sisäisiä vuorovaikutuksia kuvataan energia- ja massataseilla, joiden arvot riippuvat väliaineen eli veden ja vesihöyryn ominaisuuksista. Mallissa väliaineen ominaisuuksien laskennassa käytetään Excelille kehitettyä X Steam -taulukkoa, joka sisältää veden ja vesihöyryn ominaisuuksien laskentaan tarkoitettuja funktioita. Funktiot perustuvat kansainvälisen IAPWS-yhdistyksen (International Association for the Properties of Water and Steam) IF97-standardiin [26]. X Steamin avulla höyrylle ja vedelle voidaan laskea muun muassa lämpötilan, paineen, entalpian, entropian ja tiheyden tarkkoja arvoja väliaineen muiden ominaisuuksien funktioina.

## 4.2 Prosessimallin sisäänmenot

Mallinnuksen kohteena olevan lämpölaitoksen kaukolämmön kulutus vaikuttaa suoraan prosessissa tuotettavan sähkön määrään. Myös prosessihöyryn kulutus voi vaikuttaa sähköntuotantoon, jos se on niin suurta, että laitoksen höyryteho ei riitä sähköntuotantoon. Siksi mallinnuksessa on tärkeää tarkastella sähköntuotantoa siten, että kaukolämpö- ja höyryenergian kulutukset vastaisivat mahdollisimman tarkasti keskimääräisen vuoden kulutusta investoinnin pitoajalla. Tätä varten mallin sisäänmenoina käytettäville energian kulutuslukemille laadittiin ennusteet, joiden perusteella sähköntuotannon mallintaminen suoritettiin.

#### 4.2.1 Kaukolämmön kulutusennuste

Kaukolämmön kulutus määräytyy kaukolämpöverkon asiakkaiden kiinteistöjen lämmitystarpeen ja lämpimän käyttöveden kulutuksen perusteella. Lämpimän käyttöveden kulutuksen voidaan katsoa pysyvän lähes vakiona kuukaudesta riippumatta. Sen sijaan kiinteistöjen lämmitystarve määräytyy ulkolämpötilan perusteella. Siksi kaukolämmön kulutus riippuu vahvasti ulkolämpötilasta, ja kulutusennuste kannattaa laatia sen funktiona. Koska mallissa tarkastellaan yhtä kuukautta kerrallaan, laaditaan kaukolämmön kulutusennuste kuukauden keskilämpötilan perusteella. Toinen vaihtoehto olisi ollut käyttää kuukausikohtaisia lämmitystarvelukuja, mutta tehtyjen kokeilujen perusteella lämpölaitoksen kuukausittaista kaukolämmön kulutusta pystyttiin ennustamaan hieman tarkemmin kuukauden keskilämpötilan funktiona.

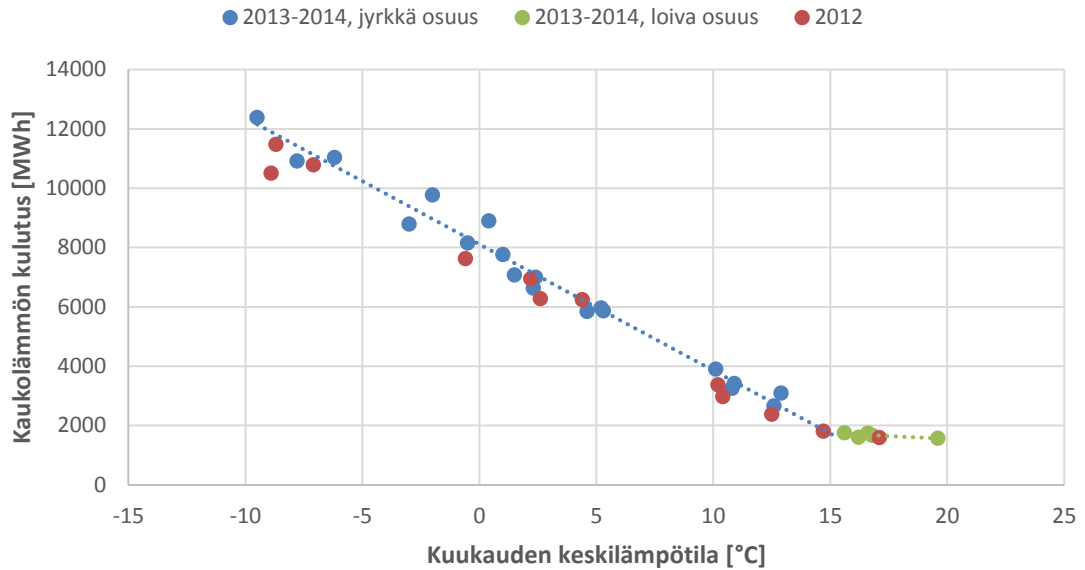
Tarkasteltavalta lämpölaitokselta on olemassa kuukausittaiset kaukolämmön kulutustiedot laitoksen rakentamisvuodesta lähtien. Eri vuosien kulutuslukemat eivät kuitenkaan ole keskenään vertailukelpoisia, sillä laitoksen yhteydessä olevan kaukolämpöverkon asiakasmäärä ja siten myös tilausteho ovat kasvaneet vuosien aikana. Siksi ennusteen laskemiseen ei voida käyttää liian vanhoja tietoja. Ennusteen laadintaa varten tarkasteluun valittiin vuosien 2012–2014 kaukolämmön kulutustiedot ja kuukausien keskilämpötilat, ja ne ovat esitetty taulukossa 4.1.

Koska tarkasteltavassa kaupungissa ei ole virallista ulkolämpötilojen mittausasemaa, kuukauden keskilämpötilat perustuvat Ilmatieteen laitoksen Tampere-Pirkkalan lentoaseman lämpötilojen mittaustietoihin [27]. Kuukausittaiset kaukolämmön kulutustiedot on katsottu laitospöytäkirjojen kuukausiraporteista. Koska asiakas A:n kaukolämmön myynti ja osto riippuvat tehtaan tuotantoprosessin tilasta eikä ulkolämpötilasta, taulukon 4.1 kaukolämmön kulutus on laskettu vain kaupungin Eteläisen ja Pohjoisen alueen kulutuksien summana.

**Taulukko 4.1.** Vuosien 2012–2014 kuukausittaiset keskilämpötilat sekä tarkasteltavan kaupungin Eteläisen ja Pohjoisen kaukolämpölinjan yhteenlaskettu kulutus.

	Kuukauden keskilämpötila [°C]			Kaukolämmön kulutus [MWh]		
	2012	2013	2014	2012	2013	2014
Tammikuu	-7,1	-6,2	-9,5	10781,3	11031,9	12382,1
Helmikuu	-8,9	-3	-0,5	10506,7	8791	8149,3
Maaliskuu	-0,6	-7,8	1	7627,1	10914,9	7762
Huhtikuu	2,6	2,3	4,6	6278,3	6629,5	5841,2
Toukokuu	10,2	12,9	10,1	3369,4	3093,1	3903,6
Kesäkuu	12,5	16,8	12,6	2380,3	1673,6	2661,7
Heinäkuu	17,1	16,6	19,6	1591,5	1743,8	1568,1
Elokuu	14,7	15,6	16,2	1807,6	1753,8	1606,3
Syyskuu	10,4	10,8	10,9	2975,4	3259,4	3414,4
Lokakuu	4,4	5,3	5,2	6247,1	5865,1	5960,3
Marraskuu	2,2	2,4	1,5	6943,5	7004,2	7075,9
Joulukuu	-8,7	0,4	-2	11472,6	8900,2	9769,4

Taulukon 4.1 perusteella vuoden 2012 kulutuslukemat ovat useiden kuukausien osalta huomattavasti pienempiä kuin vuosina 2013 ja 2014, vaikka kuukausien keskilämpötilat ovat lähes samoja. Näin ollen voidaan päätellä, että kaukolämpöverkon koko ja tilausteho ovat kasvaneet vuoden 2012 jälkeen sen verran, ettei vuoden 2012 tietoja kannata huomioida ennusteen laskennassa. Lisäksi taulukon lukemista voidaan päätellä, että kaukolämmön kulutus ei juurikaan laske enää yli 15 °C ulkolämpötiloissa. Tämä johtuu siitä, että kaukolämpöverkossa olevien kiinteistöjen lämmitystarve vähenee, ja kaukolämmön kulutus muodostuu lähinnä kiinteistöjen käyttöveden lämmityksestä. Kuvassa 4.2 on esitetty taulukon 4.1 tietojen perusteella piirretty vuosien 2012–2014 kuukausittainen kaukolämmön kulutus kuukausien keskilämpötilojen suhteen.



**Kuva 4.2.** Kaukolämmön kuukausittainen kulutus kuukauden keskilämpötilan suhteen vuosina 2012–2014. Vuoden 2012 datapisteet on piirretty punaisella, ja niitä ei ole huomioitu sovitteita piirrettäessä. Sininen sovite on piirretty datapisteille, joissa kuukauden keskilämpötila on alle 15 °C ja vihreä pisteille, joissa se on yli 15 °C.

Kuvan 4.2 perusteella lämpölaitoksen kaukolämmön kuukausittaisesta kulutuksesta voidaan kuvata melko tarkasti kuukauden keskilämpötilan funktiona. Koska kuukausittainen kulutus ei juurikaan muutu enää yli 15 °C:n lämpötiloissa, kuvaan on piirretty kaksi sovitetta, joista sininen kuvaa kaukolämmön kuukausikulutusta alle 15 °C:n ja vihreä yli 15 °C:n keskilämpötiloissa. Tällöin kaukolämmön kuukauden kulutus keskilämpötilan suhteen voidaan esittää kaavan (16) mukaisena paloittain määriteltynä funktiona.

$$\begin{cases} E_{kl}(T_{kk}) = -425,19T_{kk} + 8110,2 & , \text{ kun } T_{kk} < 15 \\ E_{kl}(T_{kk}) = -37,87T_{kk} + 2311,4 & , \text{ kun } T_{kk} \geq 15 \end{cases} \quad (16)$$

Kaavassa (16) ylempi funktio on kuvaan 4.2 piirretyn sinisen sovitesuoran yhtälö ja alempi funktio vihreän sovitesuoran yhtälö.  $E_{kl}$  on kaukolämmön kuukausittainen kulutus ja  $T_{kk}$  vastaavan kuukauden keskilämpötila. Vertaamalla funktiolla saatuja tuloksia vuosien 2014 ja 2015 kaukolämmön kulutustietoihin, voidaan todeta, että useimpien kuukausien osalta ennusteen virheen itseisarvon suuruus on alle 100 MWh, mutta joidenkin kuukausien osalta huomattavasti suurempi. Funktio on kuitenkin riittävän tarkka tässä työssä käytettävien kaukolämmön kulutusennusteiden laatimiseen.

K1-kattilan savukaasupesurilla kuukausittain tuotetun kaukolämmön määrä vaikuttaa lämpölaitoksen kattiloilla tuotettavan kaukolämpöenergian määrään. Sen takia myös pesurin tuottoa täytyy ennustaa. Kaukolämpökuorman kasvaessa yleensä myös savukaasupesurin lämmön talteenottoteho kasvaa. Tämän perusteella pesurin kuukausittaisista tuottoa voidaan ennustaa kaukolämmön kulutuksen perusteella. Kuukausittain talteen otetun

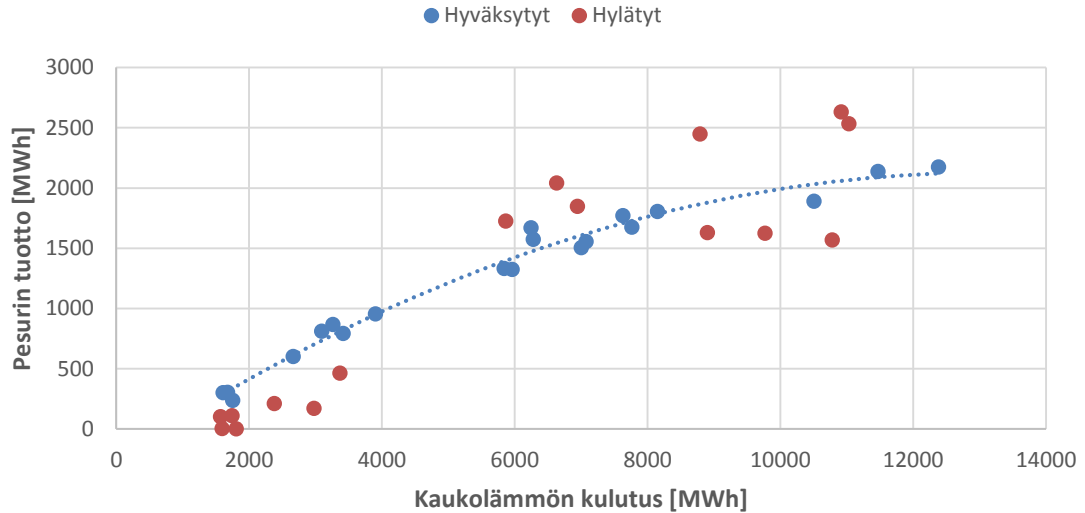


energian ennustamiseen liittyy kuitenkin epävarmuutta, sillä pesurin toimintaan tulee toisinaan esimerkiksi liian korkeasta kaukolämmön paluuveden lämpötilasta johtuvia katkoksia, joiden aikana pesurilla ei voida tuottaa energiaa. Siksi kuukauden aikana pesurilla tuotetun kaukolämpöenergian määrään vaikuttaa oleellisesti pesurin kuukausittaiset käyttötunnit. Taulukkoon 4.2 on merkitty pesurilla vuosina 2012–2014 kuukausittain talteen otetun energian määrät.

**Taulukko 4.2.** K1-kattilan savukaasupesurilla tuotetun kaukolämpöenergian määrä kuukausittain vuosina 2012–2014.

	Pesurilla tuotettu kaukolämpöenergia [MWh]		
	2012	2013	2014
Tammikuu	1568	2531,8	2175,4
Helmikuu	1890,2	2447,4	1805,4
Maaliskuu	1770,8	2629,9	1674,9
Huhtikuu	1572,6	2042	1330,8
Toukokuu	463,6	812	954
Kesäkuu	210,3	304,5	601,3
Heinäkuu	3,6	111	101
Elokuu	0	237,2	301,6
Syyskuu	172,3	867,1	793,6
Lokakuu	1670,7	1725	1325
Marraskuu	1846,7	1503,9	1556,4
Joulukuu	2136,2	1630,6	1624,3

Taulukon 4.2 eri vuosien heinäkuun pieni lukema johtuu K1-kattilan vuosihuollosta, jolloin kattila on poissa käytöstä suurimman osan kuukaudesta. Vuonna 2012 savukaasupesuri ei ollut käytössä ollenkaan myöskään elokuussa. Vuoden 2013 tammi-maaliskuussa pesurin tuotanto on ollut jostakin syystä poikkeuksellisen suurta. Kuvaan 4.3 on piirretty taulukon 4.2 tietojen perusteella pesurilla kuukausittain tuotetun energian määrä suhteessa kuukauden kaukolämmön kulutukseen. Kuvaajassa käytetyt kaukolämmön kuukausittaiset kulutukset on luettu taulukosta 4.1.



**Kuva 4.3.** K1-kattilan savukaasupesurilla kuukausittain tuotetun kaukolämpöenergian määrä suhteessa kuukauden kaukolämmön kulutukseen vuosina 2012–2014.

Kuvan 4.3 sovituksen piirtämiseen käytetyt siniset datapisteet on pyritty valitsemaan siten, että ne kuvaavat mahdollisimman hyvin pesurin keskimääräistä tuotantoa suhteessa kaukolämmön kulutukseen. Punaiset datapisteet ovat hylättyjä eli niitä ei ole huomioitu sovituksen piirtämisessä. Piste on hylätty, jos tarkasteltavan kuukauden aikana talteen otettu energiamäärä on huomattavan pieni tai suuri suhteessa kaukolämmön kulutukseen. Tämä voi johtua esimerkiksi pesurin keskimääräisestä poikkeavista käyttötunneista. Kuvan perusteella pesurin keskimääräistä tuottoa voidaan kuvata parhaiten toisen asteen polynomisovitteella. Tämä johtuu todennäköisesti siitä, että kaukolämpökuorman kasvaessa paluveden lämpötila nousee sekä samalla kattilakuorman kasvaessa myös savukaasujen loppulämpötila nousee, jolloin pesurin lämmönsiirtoteho ei enää riitä savukaasujen kosteuden lauhduttamiseen, ja pesurin lämmöntalteenotto kyky heikentyy. Kaavassa (17) on esitetty kuvan 4.3 sovituksen funktio.

$$E_p(E_{kl}) = -1,38 \cdot 10^{-5} E_{kl}^2 + 3,63 \cdot 10^{-1} E_{kl} - 255,6 \quad (17)$$

Kaavassa (17)  $E_p$  on pesurin kuukausittainen tuotto ja  $E_{kl}$  saman kuukauden kaukolämmön kulutus. Vertaamalla funktiolla saatuja pesurin tuottolukemia vuoden 2014 toteutuneisiin tuottoihin, voidaan todeta, että ne vastaavat toisiaan melko tarkasti. Toisaalta vuoden 2013 ensimmäisten kuukausien tuotot ovat huomattavasti suurempia kuin lasketut ennusteet, mutta tuolloin K4-kattila ei ollut vielä käytössä, ja siten K1-kattilan kuormitus oli suurempaa. Näin ollen mallinnuksessa käytettävät ennusteet lasketaan käyttäen kaavan (17) funktiota.

Mallinnuksessa käytetyt kaukolämmön kulutuksen ja pesurin tuoton ennusteet on ilmoitettu taulukossa 4.3. Kaukolämmön kulutusennuste on laskettu kaavalla (16) taulukon 4.3 kuukauden keskilämpötilojen keskiarvojen perusteella. Kuukauden keskilämpötilojen

keskiarvotiedot perustuvat Ilmatieteen laitoksen Tampere-Pirkkalan lentoaseman vuosien 1981–2010 mittaustietoihin [28, s. 26]. Heinäkuuta lukuun ottamatta pesurin kuukausittaiset tuottoennusteet on laskettu kaavalla (17) kaukolämmön kuukausittaisen kulutusennusteiden perusteella. Heinäkuun tuotoksi arvioitiin 100 MWh, sillä K1-kattilan ja pesurin vuosihuolto tehdään yleensä heinäkuussa.

Tarkasteltavalla lämpölaitoksella tuotettavan kaukolämmön määrään vaikuttaa myös asiakas A:n kaukolämmön osto- ja myyntimäärät. Koska asiakkaan tehtaan kaukolämmön kulutusta ei voida ennustaa esimerkiksi ulkolämpötilan perusteella, ennuste voidaan laatia vain edellisten vuosien kuukausittain toteutuneiden kaukolämmön osto- ja myyntilukemien keskiarvoina. Taulukoon 4.3 on laskettu asiakas A:n kuukausittaiset kaukolämmön kulutusennusteet vuosien 2012–2014 kulutustietojen keskiarvona. Asiakkaan A kaukolämmön kulutuksen negatiivinen arvo tarkoittaa, että tehdas myy kaukolämpöä enemmän kuin ostaa sitä. Asiakas A:n kulutusennusteet poikkeavat joidenkin kuukausien osalta melko paljon taulukon 3.4 lukemista, mutta tämä johtuu siitä, että tehtaan kuukausittain myymän kaukolämmön määrä saattaa vaihdella lähes satunnaisesti.

**Taulukko 4.3.** Kuukausittainen keskilämpötilan keskiarvo vuosilta 1981–2010, ja sitä vastaava tarkasteltavan kaupungin Eteläisen ja Pohjoisen alueen yhteenlaskettu kaukolämmön kulutusennuste, asiakas A:n kaukolämmön kulutusennuste sekä pesurin kuukausittaisen tuoton ennuste.

	Kuukauden keskilämpötilan keskiarvo [°C]	Kaukolämmön kulutusennuste [MWh]	Asiakas A:n kaukolämmön kulutusennuste [MWh]	Pesurin tuottoennuste [MWh]
Tammikuu	-6,4	10831,4	167,5	2057,2
Helmikuu	-6,9	11044,0	-26,9	2070,2
Maaliskuu	-2,8	9300,7	-77,2	1926,8
Huhtikuu	3,3	6707,1	-170,2	1558,3
Toukokuu	9,7	3985,9	-163,8	972,0
Kesäkuu	14,1	2115,0	-169,7	450,4
Heinäkuu	16,9	1671,4	-104,8	100,0
Elokuu	15	1743,4	-182,1	335,3
Syyskuu	9,8	3943,3	-52,8	961,2
Lokakuu	4,6	6154,3	-39,0	1455,7
Marraskuu	-0,6	8365,3	13,4	1815,3
Joulukuu	-4,5	10023,6	135,9	1996,4

Prosessimallin sisäänmenoina käytetään kaukolämmön kuukauden keskimääräistä kulutustehoa, jossa on huomioituna kaupungin Eteläisen alueen, Pohjoisen alueen ja asiakas A:n kaukolämmön kulutus. Tätä varten taulukon 4.3 keskimmäisten sarakkeiden summana saatava kaukolämmön kuukausittainen kulutus muunnetaan keskitehoksi jakamalla se tarkasteltavan kuukauden tuntimäärällä. Lisäksi prosessimalliin syötetään erikseen tieto pesurin kuukauden keskimääräisestä tuotantotehosta, joka laskettiin taulukon 4.3

tuotantoennusteesta samalla tavalla kuin kaukolämmön kulutusteho. Näin prosessimallissa saadaan muodostettua parempi kokonaiskuva kaukolämmön tuotannosta kuin tilanteessa, jossa pesurin tuotantoteho olisi vähennetty kaukolämmön kulutustehosta ennen prosessimalliin syöttämistä.

Mallissa olisi voinut olla myös osa, joka generoisi kaukolämmön kulutuslukemat kuukauden keskilämpötilan perusteella, jolloin malliin olisi syötetty kuukausien keskilämpötilat laskettujen kaukolämmön kulutusennusteiden sijaan. Mallissa haluttiin kuitenkin olevan mahdollisuus käyttää menneiden vuosien kaukolämmön kulutuslukemia ja pesurin tuottolukemia prosessimallin sisäänmenoina, ja siksi kaukolämmön kulutukselle ja pesurin tuotolle laadittiin ennusteet mallin ulkopuolella.

#### 4.2.2 Prosessihöyryn kulutusennuste

Prosessihöyryn kulutus riippuu asiakkaiden tehtaiden tuotantotilanteesta, ja siksi sitä on hankala arvioida pitkällä aikavälillä. Asiakas B:n osalta tehtaan tuotannon ja siten myös höyryn kulutuksen voidaan lyhyellä aikavälillä olettaa pysyvän suunnilleen viime vuosien tasolla. Tämän takia ennuste asiakkaan B höyryn kuukausittaisesta kulutuksesta laskettiin vuosien 2011–2014 kulutustietojen keskiarvona. Laskettu höyryn kulutusennuste on esitetty taulukossa 4.4.

Asiakas A:n tehtaan tuotanto toimii tällä hetkellä kolmessa vuorossa, mutta on mahdollista, että lähitulevaisuudessa tuotanto siirtyy viiteen vuoroon tuotantomäärien kasvaessa. Tämä tarkoittaisi, että höyryn kulutus kasvaa jopa vuonna 2008 alkanutta taantumaa edeltäneelle tasolle. Asiakas A:n höyryn kulutuksen ennustamiseen liittyy kuitenkin suurta epävarmuutta, ja voi olla, että kulutus pysyy nykytasolla tulevinakin vuosina. Sen takia höyryn kulutusennusteessa huomioitiin nykytaso ja taantumaa edeltänyt taso, ja ennuste laskettiin vuosien 2007, 2008, 2013 ja 2014 keskiarvona. Saatu kulutusennuste on esitetty taulukossa 4.4.

Lisäksi taulukkoon 4.4 on merkitty asiakas C:n kuukausittaiset höyryn kulutusennusteet. Koska asiakkaan C energiankulutukseen ei ole odotettavissa suuria muutoksia, ennusteet on laskettu vuosien 2009–2013 kuukausittaisten energiankulutusten perusteella. Vuoden 2014 kulutusta ei ole huomioitu, koska kyseiseltä vuodelta ei ole saatavilla kulutuslukuja.

**Taulukko 4.4.** Tarkasteltavan lämpölaitoksen teollisuusasiakkaiden höyryn kulutuskulutussennusteet.

	Asiakas A [MWh]	Asiakas B [MWh]	Asiakas C [MWh]
Tammikuu	2270,5	916,0	996,5
Helmikuu	2095,2	702,3	960,7
Maaliskuu	2270,9	782,2	905,6
Huhtikuu	2141,9	750,5	907,4
Toukokuu	1801,8	804,9	826,9
Kesäkuu	1560,0	733,0	832,9
Heinäkuu	1014,7	658,2	970,8
Elokuu	1048,9	776,6	993,8
Syyskuu	1688,0	799,9	1054,1
Lokakuu	1847,1	861,9	1032,6
Marraskuu	1703,6	768,1	994,6
Joulukuu	1724,8	735,0	748,8

Taulukossa 4.4 esitetyt asiakkaiden höyryn kulutusennusteet vastaavat asiakkaan käyttämää energiamäärää, ja ne lasketaan kaavalla (18), jossa  $E_{kk}$  on erotus asiakkaalle kuukauden aikana toimitetun höyryn energiasta  $E_h$  ja asiakkaalta palautuneen lauhteen energiasta  $E_l$ .

$$E_{kk} = E_h - E_l \quad (18)$$

Prosessimallin sisäänmenona käytetään asiakkaiden kuukauden keskimääräistä höyrytehoa, minkä takia kuukausittaiset energian kulutuslukemat muunnetaan tehoiksi ennen malliin syöttämistä. Tämä tehdään jakamalla taulukossa 4.1 esitetyt energian kulutukset tarkasteltavan kuukauden tuntimäärällä. Prosessimalliin ei syötetä tietoja asiakkaalle johdetavan höyryn ja tehtaalta palaavan lauhteen massavirroista eikä myöskään lauhteen energiasta, vaan niiden määrät arvioidaan prosessimallissa. Tätä käsitellään erikseen luvussa 4.3.2.

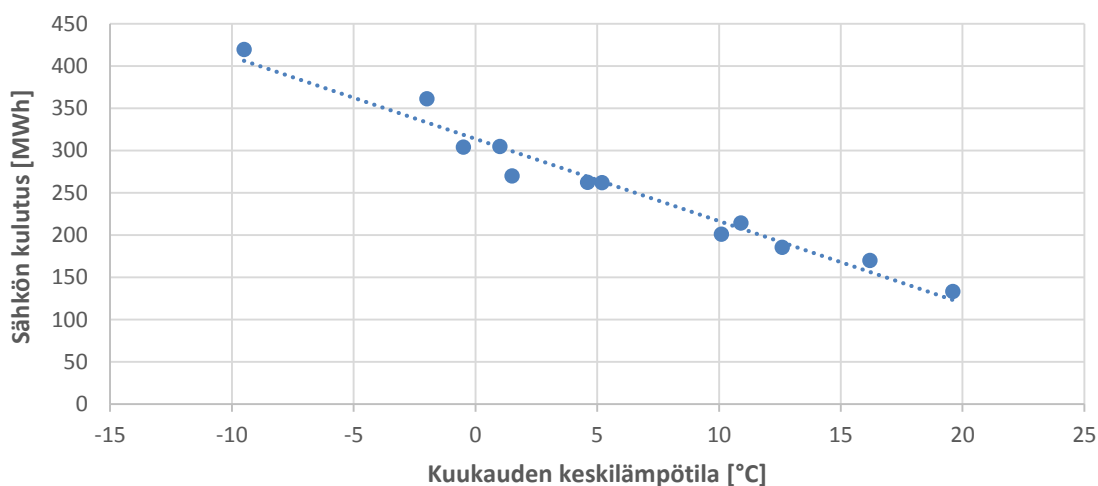
### 4.2.3 Muut sisäänmenot

Prosessimallissa tarvitaan myös tieto lämpölaitoksen kuukausittaisesta sähkönkulutuksesta. Näin voidaan arvioida sähköntuotannon riittävyttä laitoksen oman sähkönkulutuksen ja mahdollisen myynnin kattamiseen. Laitoksen sähkönkulutus riippuu pääosin isojen pumppujen ja puhaltimien käytöstä, ja niistä suurimman osan kuormitus muuttuu laitoksen energiantuotannon mukaan. Eniten laitoksen sähkönkulutukseen vaikuttaa kuitenkin kaukolämpökuorman vaihtelut, sillä suurin osa laitoksella tuotetusta energiasta on kaukolämpöä, ja lisäksi kaukolämpöpumput ovat laitoksen suurimmat yksittäiset sähkönkuluttajat. Näin ollen voidaan olettaa, että myös laitoksen kuukausittaista sähkönkulutusta voidaan kuvata kuukauden keskilämpötilan funktiona. Taulukkoon 4.5 on merkitty tarkasteltavan lämpölaitoksen kuukausittaiset sähkönkulutukset vuodelta 2014.

**Taulukko 4.5.** Tarkasteltavan lämpölaitoksen kuukausittainen sähkönkulutus vuonna 2014.

	Sähkönkulutus [MWh]
Tammikuu	419,5
Helmikuu	304,1
Maaliskuu	304,8
Huhtikuu	262,5
Toukokuu	201,3
Kesäkuu	185,4
Heinäkuu	133,3
Elokuu	169,9
Syyskuu	214,4
Lokakuu	262,3
Marraskuu	270,3
Joulukuu	361,3

Kuvaan 4.4 on piirretty taulukon 4.5 sähkönkulutukset kuukauden keskilämpötilan funktiona. Kuukausien keskilämpötilat on katsottu taulukosta 4.1. Kuvan perusteella sähkönkulutusta voidaan ennustaa melko tarkasti kuukauden keskilämpötilan perusteella. Toisaalta sähkönkulutusta olisi voitu ennustaa myös lämmitystarvelukujen avulla, mutta kuitenkin kaukolämmön kulutusta, myös sähkönkulutusta voidaan ennustaa hieman tarkemmin kuukauden keskilämpötilan perusteella.



**Kuva 4.4.** Tarkasteltavan lämpölaitoksen kuukausittainen sähkönkulutus kuukauden keskilämpötilan funktiona vuonna 2014.

Kuvaan 4.4 piirretty suora on datapisteiden lineaarinen sovite, ja sen funktio on esitetty kaavassa (19), jossa  $E_s$  on tarkasteltavan kuukauden aikana kulutetun sähköenergian määrä ja  $T_{kk}$  saman kuukauden keskimääräinen ulkolämpötila.

$$E_s(T_{kk}) = 9,709T_{kk} + 313,83 \quad (19)$$

Sähköenergian kulutusennuste laadittiin kaavaa (19) käyttäen taulukon 4.3 kuukausien keskilämpötilojen keskiarvotietojen perusteella. Sähkönkulutusennusteet on merkitty taulukkoon 4.6. Ennusteissa ei ole huomioitu, että vastapaineturbiinin apulaitteet saattavat kuluttaa kasvattaa sähkönkulutusta jonkin verran. Voidaan kuitenkin olettaa, että turbiinin apulaitteiden vaikutus sähkönkulutukseen on marginaalinen. Myös kuukausittainen sähkönkulutus muunnetaan kuukauden keskimääräiseksi sähkönkulutustehoksi ennen prosessimalliin viemistä

**Taulukko 4.6.** Tarkasteltavan lämpölaitoksen sähkönkulutuksen kuukausiennusteet ja kuukaudessa keskimäärin esiintyvien kylmien päivien (lämpötila alle -10 °C) lukumäärä.

	Sähkönkulutusen- nuste [MWh]	Kylmien päivien lu- kumäärä
Tammikuu	376,0	12
Helmikuu	380,8	13
Maaliskuu	341,0	9
Huhtikuu	281,8	1
Toukokuu	219,7	0
Kesäkuu	176,9	0
Heinäkuu	149,7	0
Elokuu	168,2	0
Syyskuu	218,7	0
Lokakuu	269,2	0
Marraskuu	319,7	3
Joulukuu	357,5	10

Taulukkoon 4.6 on merkitty myös keskimäärin kuukausittain esiintyvien kylmien päivien lukumäärä, jota käytetään prosessimallin eräänä sisäänmenona. Kylmiksi päiviksi lasetaan päivät, jolloin vuorokauden minimilämpötila on ollut alle -10 °C. Taulukon 4.6 kuukausittaisten kylmien päivien lukumäärät perustuvat Ilmatieteen laitoksen Tampere-Pirkalan lentoaseman vuosien 1981–2010 mittaustietoihin [28, s. 26]. Kuukauden kylmien päivien lukumäärää hyödynnetään prosessimallissa kaukolämpöjärjestelmän 15 MW:n kaukolämmönsiirtimen vastapaineen määrittämisessä. Lisäksi siinä tarvitaan tarkasteltavan kuukauden keskimääräistä ulkolämpötilaa, ja siksi prosessimallin sisäänmenona käytetään myös taulukon 4.3 kuukausittaisia keskilämpötilojen keskiarvotietoja. Kaukolämpöjärjestelmän ja 15 MW:n kaukolämmönsiirtimen mallintamista käsitellään tarkemmin luvussa 4.3.1.

### 4.3 Prosessimalli

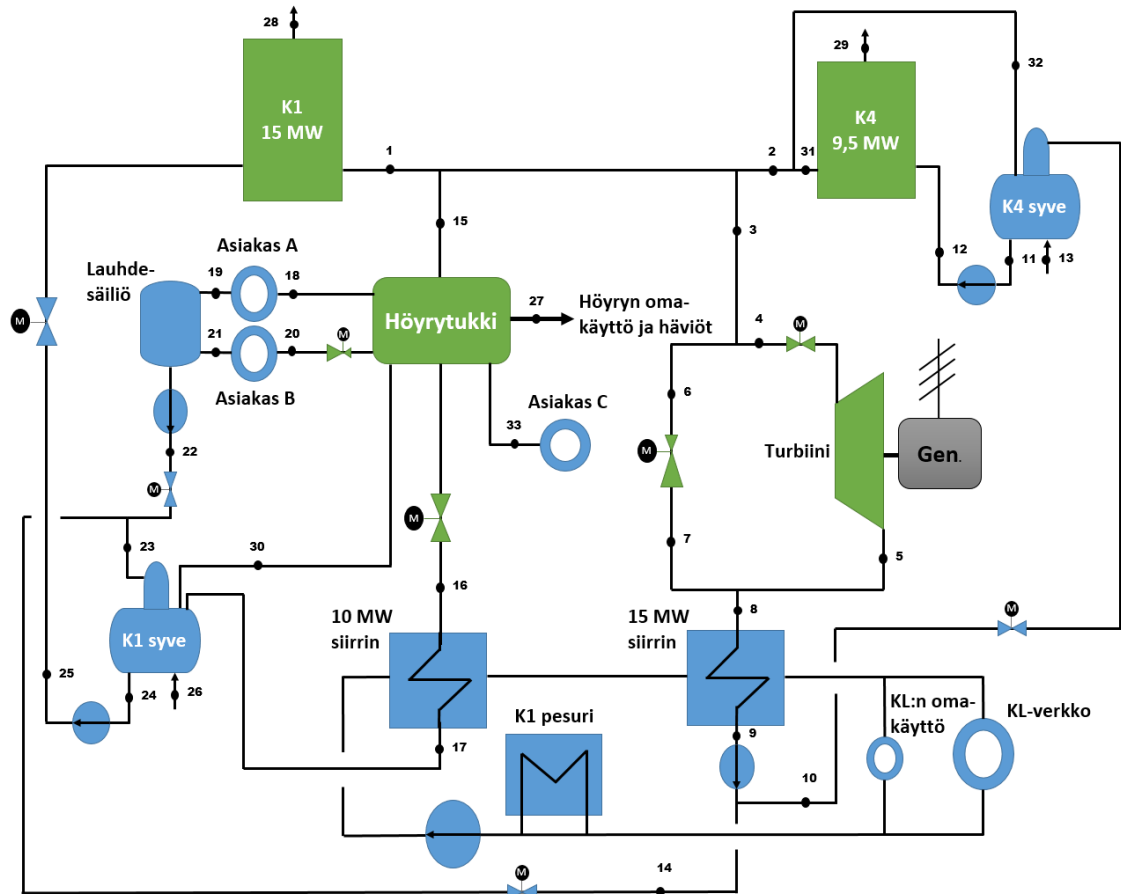
Tarkastelun kohteena olevan lämpölaitoksen prosessimalli kehitettiin siten, että siinä huomioidaan prosessin tärkeimmät komponentit ja niiden väliset energia- ja massavirrat.

Mallinnuksen lähtöoletuksena oli, että kaikki myytävä energia pystytään tuottamaan KPA-kattiloilla, ja siksi prosessimalliin ei sisällytetty öljykattiloita. Todellisuudessa näin ei ole, sillä esimerkiksi kylminä talvipäivinä osa kaukolämmöstä joudutaan tuottamaan öljykattiloilla. Mallinnuksessa tarkastellaan kuitenkin kuukauden keskimääräistä tilannetta. Tällöin KPA-kattiloiden kapasiteetti on yleensä riittävä kattamaan koko kuukauden energiankulutuksen, ja voidaan olettaa, että öljykattiloita tarvitaan vain häiriötilanteiden varalle.

Prossessimallia kehitettäessä oletettiin myös, että lämpölaitoksen molemmat KPA-kattilat ovat jatkuvassa käytössä. Mallissa ei siis ole huomioitu kattiloiden mahdollisia häiriötilanteita tai niiden huolloista aiheutuvia käyttökatkoksia. Lisäksi esimerkiksi kesäkuukausina toinen KPA-kattiloista on usein alas ajettuna, sillä tuotettavan energian määrä on niin pieni, että molemmat kattilat eivät pysy tuotannossa. Tämä ei kuitenkaan ole sähköntuotannon mallinnuksen kannalta ongelma, koska mallissa käytetään KPA-kattiloille yhteisesti laskettua kattilahyötysuhdetta, minkä takia energiantuotannon hyötysuhde on mallissa vakio.

Mallinnettava prosessi on esitetty kuvassa 4.5. Malli on kehitetty olemassa olevan prosessin perusteella, ja siihen on liitetty lisäksi sähköntuotantolaitteisto. Sähkö tuotetaan vastapaineturbiinilla, joka on liitetty reduktioventtiilin rinnalle 15 MW:n kaukolämmönsiirtimen yhteyteen. Kattiloilla tuotettua tuorehöyryä johdetaan 15 MW:n kaukolämmönsiirtimelle joko reduktioventtiilin tai vastapaineturbiinin kautta. Lisäksi tuorehöyryä johdetaan höyrytukkiin, josta sitä jaetaan teollisuusasiakkaille, 10 MW kaukolämmönsiirtimeen sekä K1- ja K2-kattiloiden syöttövesisäiliön lämmitykseen. Todellisuudessa prosessissa on myös muita pienempiä virtauksia, mutta niitä ei ole mallinnettu erikseen, vaan niiden vaikutusta on pyritty arvioimaan yhtenä virtauksena, joka on esitetty mallissa höyryn omakäyttönä ja häviöinä.





**Kuva 4.5.** Tarkasteltavan lämpölaitoksen prosessimalli. Vihreällä merkityissä komponenteissa prosessin väliaine on höyryä ja sinisellä merkityissä vettä.

Laitoksen vesihöyrypiirin malli on toteutettu siten, että kuvassa 4.5 näkyvissä numeroituissa pisteissä on määritetty väliaineen paine, ominaisentalpia ja massavirta. Prosessikomponenttien vaikutusta väliaineen energia- ja massavirtoihin kuvataan luvun 2.2 yhtälöillä. Kaukolämpöjärjestelmän mallissa sen sijaan ei huomioida kaukolämpöveden massavirtaa, vaan energiavirrat on mallinnettu pelkästään tehoja käyttämällä. Luvuissa 4.3.1–4.3.6 käsitellään tarkemmin prosessin eri osien mallintamista. Koska prosessin energiantuotanto määräytyy kaukolämmön ja prosessihöyryn kulutuksen sekä sähköntuotannon höyryn kulutuksen perusteella, luvuissa 4.3.1–4.3.6 mallin osat käydään läpi järjestyksessä energian kulutuskohteesta höyryn tuotantoon.

### 4.3.1 Kaukolämpöjärjestelmä

Prosessimallissa kaukolämpöjärjestelmän toiminta riippuu kaukolämpöverkon kuukauden keskimääräisestä kuormasta ja pesurin tuotantotehosta. Näitä tietoja käytetään mallin sisäänmenoina, ja niiden kuukausittaiset arvot on määritetty luvussa 4.2.1. Lisäksi mallissa on huomioitu erikseen kaukolämmön omakäyttö. Tarkasteltavalla lämpölaitoksella kaukolämpövedä käytetään muun muassa laitosrakennusten ja vesihöyrypiirin lisäveden lämmitykseen. Laitoksella ei mitata ollenkaan kaukolämmön omakäyttöä, ja siksi sen

suuruutta täytyy arvioida. Prosessimallissa omakäytön määrää arvioidaan suhteessa kaukolämpöverkon kulutustehoon, ja omakäyttötehoksi on arvioitu 5 % kaukolämpöverkon kulutustehosta. Kyseinen arvio on suurpiirteinen ja perustuu laitoksella tuotetun kuukausittaisen kokonaisenergiamäärän ja kaukolämmön kuukausikulutuksen vertailuun.

Mallinnettu kokonaiskaukolämpökuorma on summa kaukolämpöverkon kulutustehosta ja lasketusta laitoksen kaukolämmön omakäyttötehosta. Prosessimallissa kaukolämpökuorma katetaan siten, että ensin siitä vähennetään pesurin tuotto, ja jäljelle jäävä kulutus katetaan 15 MW:n kaukolämmönsiirtimellä. Jos kulutus kuitenkin ylittää pesurin ja 15 MW:n kaukolämmönsiirtimeen yhteenlasketun kapasiteetin, loppu kaukolämpöteho tuotetaan 10 MW:n kaukolämmönsiirtimellä. Nykyään laitoksella käytetään tyypillisesti molempia kaukolämmönsiirtimiä yhtä aikaa pienilläkin kuormilla, mutta sähkötuotannon maksimoinnin takia prosessimallissa kaukolämpö tuotetaan ensisijaisesti 15 MW:n kaukolämmönsiirtimellä.

Laitokselta lähtevän kaukolämpöveden lämpötilaa säädetään ulkolämpötilan perusteella, ja säätökäyrä on esitetty sinisellä värillä kuvassa 4.6. Kaukolämpöverkon menoveden lämpötila on pienimmillään 78 °C ja suurimmillaan 115 °C, ja sen ulkolämpötilasta riippuva funktio on esitetty kaavassa (20). Todellisuudessa menoveden lämpötilaa säädetään jatkuvan ulkolämpötilamittauksen perusteella, mutta mallissa tarkastellaan menoveden kuukauden keskimääräistä lämpötilaa, joten siinä käytetään myös ulkolämpötilan kuukauden keskilämpötilaa  $T_{kk}$ .

$$\begin{cases} T_{kl} = 78 & , \text{ kun } T_{kk} \geq 8 \\ T_{kl}(T_{kk}) = -1,423T_{kk} + 89,385 & , \text{ kun } 8 > T_{kk} > -18 \\ T_{kl} = 115 & , \text{ kun } T_{kk} \leq -18 \end{cases} \quad (20)$$

10 MW kaukolämmönsiirtimeltä lähtevän menoveden lämpötilaa säädetään suoraan kaavan (20) funktion perusteella. Siirtimeen mallinnuksessa ei kuitenkaan tarvitse huomioida kaukolämpöveden lämpötilaa, vaan riittää, että kaukolämpöpuoli mallinnetaan siirtimeen tehon perusteella. Mallissa on oletettu, että siirtimelle tuleva höyry on kylläistä, ja sen paine vastaa tuotehöyryn painetta. Tulevan höyryn entalpia  $h_{16}$  (kuva 4.5 piste 16) ratkaistaan näiden tietojen perusteella X Steamin hV\_p-funktiolla. Siirtimeen höyrypuolen paineelle ja jälkijäähdytykselle käytetään taulukon 3.3 arvoja, ja ratkaistaan lauhteen entalpia  $h_{17}$  X Steamin h\_pT-funktiolla. Koska siirtimelle ei ole ilmoitettu painehäviötä, paineen oletetaan pysyvän siirtimessä vakiona. 10 MW kaukolämmönsiirtimellä tarvittava höyryvirtaus ratkaistaan näiden tietojen perusteella kaavalla (21), joka on johdettu kaavasta (10).

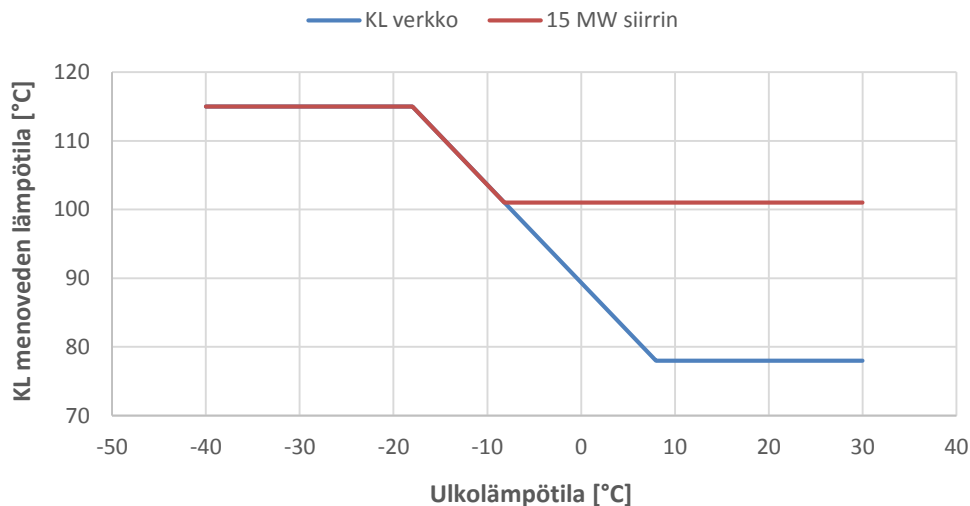
$$\dot{m}_{16} = \frac{\Phi_{10MW}}{h_{16} - h_{17}} = \frac{\Phi_{KL} - \Phi_P - \Phi_{15MW}}{h_{16} - h_{17}} \quad (21)$$

Kaavassa (21)  $\Phi_{10MW}$  tarkoittaa 10 MW:n kaukolämmönsiirtimen tehoa,  $\Phi_{KL}$  kokonaiskaukolämpökuormaa,  $\Phi_P$  pesurin lämmöntalteenottotehoa ja  $\Phi_{15MW}$  15 MW:n kaukolämmönsiirtimen tehoa. Koska 10 MW:n siirrintä käytetään vain tarvittaessa, sen malli on toteutettu siten, että  $\dot{m}_{16} = 0$ , jos  $(\Phi_P + 15 \text{ MW}) \geq \Phi_{KL}$ .

15 MW:n kaukolämmönsiirtimen mallintaminen on monimutkaisempaa, sillä siirtimestä lähtevän kaukolämmön menoveden lämpötilaa säädetään siirtimen höyrypuolen lauhtumispaineen funktiona. Koska lauhtumispaine ei ole vakio, sen muutokset vaikuttavat vastapaineturbiinilla tuotetun sähkön määrään. Tämän takia siirtimen vastapaine täytyy huomioida prosessimallissa. Siirtimeltä lähtevän kaukolämpöveden lämpötilaa säädetään kuvan 4.6 punaisen käyrän perusteella, jota voidaan kuvata kaavan (22) mukaisella funktiolla.

$$\begin{cases} T_{kl,15MW} = 101 & , \text{ kun } T_{kk} \geq -8,2 \\ T_{kl,15MW}(T_{kk}) = -1,423T_{kk} + 89,385 & , \text{ kun } -8,2 > T_{kk} > -18 \\ T_{kl,15MW} = 115 & , \text{ kun } T_{kk} \leq -18 \end{cases} \quad (22)$$

Vertaamalla kaavan (22) funktiota kaavan (20) funktioon, huomataan, että molemmilta kaukolämmönsiirtimiltä lähtevän veden lämpötilaa säädetään samalla tavalla, kun ulkolämpötila on alle  $-8,2 \text{ }^\circ\text{C}$ . Jos ulkolämpötila on yli  $-8,2 \text{ }^\circ\text{C}$ , menoveden lämpötila säädetään oikeaksi ”shunттаamalla” eli 15 MW:n siirtimellä lämmitettyyn veteen sekoitetaan kaukolämmön paluuvettä sen verran, että saavutetaan haluttu kaukolämpöverkon menoveden lämpötila. Tämän säätöratkaisun tavoitteena on ehkäistä alipaineen muodostumista 15 MW:n kaukolämmönsiirtimessä.



**Kuva 4.6.** Kaukolämmön menoveden lämpötilan säätö ulkolämpötilan suhteen. Sininen käyrä kuvaa verkkoon kaukolämpöverkon menoveden lämpötilaa ja punainen 15 MW:n siirtimeltä lähtevää menovettä.

Koska 15 MW:n kaukolämmönsiirtimen höyrypuolen paine määräytyy lähtevän kaukolämpöveden lämpötilan perusteella, joka taas riippuu ulkolämpötilasta, on siirtimen mallissa huomioitava ulkolämpötilan vaikutus. Siirtimen malli on toteutettu siten, että kuukauden keskilämpötilan perusteella määritetään siirtimeltä lähtevän kaukolämpöveden keskimääräinen lämpötila kaavan (22) funktiolla. Tämän jälkeen 15 MW:n kaukolämmönsiirtimen höyrypuolen keskimääräinen paine lasketaan kaavalla (23).

$$p_{15MW} = psat\_T(T_{kl,15MW} + 3) \quad (23)$$

Kaavassa (23)  $psat\_T$  tarkoittaa X Steamin funktiota, jolla lasketaan kylläisen höyryn paine tietyssä lämpötilassa. Funktion lämpötilana käytetään siirtimeltä lähtevän kaukolämpöveden lämpötilaa, johon lisätään taulukossa 3.3 esitetty 15 MW:n kaukolämmönsiirtimen asteisuus. Kaavoja (22) ja (23) käyttämällä esimerkiksi siirtimeltä lähtevän kaukolämpöveden 101 °C:n lämpötila saavutetaan, kun siirtimen höyrypuolen lämpötila on 104 °C, ja lämpötilaa vastaava höyryn lauhtumispaine noin 1,17 bar.

15 MW:n kaukolämmönsiirtimen kuukauden keskimääräistä höyrypuolen painetta ei voida kuitenkaan määrittää pelkästään kuukauden keskilämpötilan perusteella, sillä alle -8,2 °C:n lämpötilat kasvattavat siirtimen keskimääräistä painetta, mutta sitä suuremmalla kuukauden keskilämpötilalla siirtimen paine pysyy vakiona. Siksi siirtimen mallissa täytyy huomioida kuukauden kylmien päivien vaikutus höyrypuolen paineeseen. Tämän takia malliin syötetään tieto kylmien päivien lukumäärästä, minkä perusteella arvioidaan, kuinka paljon lämmönsiirtimen keskimääräinen paine kasvaa.

Kun tarkastellaan 30 päivän kuukautta, jossa kaikkien vuorokausien keskilämpötila on yli -8,2 °C, 15 MW:n kaukolämmönsiirtimen höyrypuolen keskipaine on edellä esitetyn esimerkin mukaan 1,17 bar. Jos kuukauden aikana kuitenkin esiintyy vuorokausia, jolloin lämpötila on alle -8,2 °C, siirtimen keskimääräinen höyrypuolen paine kasvaa. Kylmien päivien vaikutusta voidaan arvioida sijoittamalla kylmän vuorokauden keskilämpötila kaavaan (22) ja tämän jälkeen laskemalla kyseisen vuorokauden siirtimen keskipaine kaavalla (23). Yhden kylmän päivän vaikutus siirtimen höyrypuolen kuukauden keskipaineeseen lasketaan kaavalla (24), jossa  $p_{15MW}$  on edellä kuvatulla tavalla laskettu kylmän päivän vastapaine 15 MW:n kaukolämmönsiirtimessä.

$$\Delta p_{15MW} = \frac{(p_{15MW} + 29 \cdot 1,17)}{30} - 1,17 \quad (24)$$

Kun yhden kylmän päivän vaikutusta kaukolämmönsiirtimen kuukauden keskipaineeseen arvioidaan kaavalla (24), saadaan seuraavat tulokset:

- Se kasvaa noin 0,004 bar sellaisena vuorokautena, jonka aikana keskilämpötila on ollut -10 °C.

- Vastaava muutos on noin 0,01 bar, kun vuorokauden keskilämpötila on -13 °C.
- Muutos on noin 0,018 bar, kun vuorokauden keskilämpötila on -16 °C.

Tulosten perusteella kuukauden kylmät päivät kasvattavat 15 MW:n kaukolämmönsiirtimen höyrypuolen keskimääräistä painetta sitä enemmän, mitä alhaisempi tarkasteltavan vuorokauden keskilämpötila on. Jos kuukauden aikana esiintyy useampia kylmiä päiviä, joiden keskilämpötilat ovat samat, jokaisen päivän vaikutus siirtimen höyrypuolen keskipaineeseen on saman suuruinen. Siten esimerkiksi kaksi keskilämpötilaltaan -13 °C:n vuorokautta kuukaudessa kasvattavat 15 MW:n kaukolämmönsiirtimen höyrypuolen keskimääräistä painetta noin 0,02 bar.

Koska kuukausittaisten kylmien päivien lukumäärä ja keskilämpötila vaihtelevat paljon vuosittain, päädyttiin prosessimallissa arvioimaan kylmien päivien vaikutusta siten, että jokainen kylmä päivä kasvattaa siirtimen keskimääräistä painetta 0,01 bar. Näin saatu kylmien päivien vaikutus lisätään lauhtumispaineeseen, joka määritetään kuukauden keskilämpötilan perusteella kaavoja (22) ja (23) käyttämällä. Menetelmällä laskettu keskimääräinen turbiinin vastapaine on likimääräinen, mutta paineen muutosten tarkempi määrittäminen edellyttäisi yksittäisten kylmien päivien lämpötilojen syöttämistä malliin. Tästä ei kuitenkaan olisi merkittävää hyötyä, sillä vuorokausien keskilämpötiloja ei voida ennustaa riittävän tarkasti kuukausitasolla, ja siten mallista tulisi turhaan monimutkaisempi.

Myös 15 MW:n kaukolämmönsiirtimen mallintamiseen on käytetty kaavaa (10) ja taulukon 3.3 tietoja. Siirtimelle tulevan höyryn paineena käytetään edellä kuvatulla tavalla määritettyä lauhtumispainetta. Tulevan höyryn entalpia  $h_8$  riippuu reduktioventtiilin ja turbiinin käytöstä, ja sen arvo on määritetty energiataseella kuvan 4.5 pisteessä 8. 15 MW:n kaukolämmönsiirtimessä tarvittavan höyryn massavirta ratkaistaan kaavalla (25), jossa  $h_9$  on lauhteen entalpia. Mallissa on huomioitu siirtimen maksimiteho siten, että  $\Phi_{15MW} = 15$ , jos  $(\Phi_{KL} - \Phi_P) \geq 15 MW$ .

$$\dot{m}_8 = \frac{\Phi_{15MW}}{h_8 - h_9} = \frac{\Phi_{KL} - \Phi_P}{h_8 - h_9} \quad (25)$$

Mallissa on oletettu, että siirtimen lauhteen jälkijäähdytys pysyy vakiona taulukon 3.3 arvossa, sillä lauhteen lämpötilaa ei mitata, ja siksi sen muutoksia on vaikea arvioida. Painehäviön oletettiin kuitenkin muuttuvan höyryn tulopaineen perusteella. Taulukon 3.3 painehäviö on katsottu siirtimen suunnitteluarvoista, joissa höyryn tulopaine on 1,5 baa-ria. Siten siirtimen painehäviöksi arvioitiin 13 % tulopaineesta.

15 MW:n kaukolämmönsiirtimen höyrypuolen lauhde pumpataan kahdella 100 % pumpulla K1- ja K4-kattiloiden syöttövesisäiliöihin. Mallissa on oletettu, että vain yhtä pumpua käytetään kerrallaan. Lauhdepumppujen jälkeinen entalpia ratkaistaan kaavalla (26), joka on johdettu kaavoista (8) ja (9).

$$h_{10} = h_{14} = \frac{v_9(\Delta p_{kl})}{\eta_{p,kl}} + h_9 \quad (26)$$

Kaavassa (26)  $h_{10}$  ja  $h_{14}$  ovat pumppujen jälkeisen lauhteen entalpiat lauhdeputkiston eri haaroissa,  $v_9$  lauhteen ominaistilavuus ennen pumppuja,  $\Delta p_{kl}$  taulukossa 3.3 esitetty kaukolämmönsiirtimen lauhdepumppujen aiheuttama paine-ero,  $\eta_{p,kl}$  pumppujen hyötysuhde ja  $h_9$  lauhteen entalpia ennen pumppuja. Ominaistilavuuden määrittämiseen käytetään X Steamin  $v_{ph}$ -funktia. Pumppujen hyötysuhteena on käytetty taulukon 3.3 arvoa, ja lisäksi pumppujen jälkeinen paine on määritetty samassa taulukossa ilmoitetun paine-eron ja arvon  $p_9$  summana.

Lauhteen jakoa syöttövesisäiliöiden välillä ohjataan kahdella säätöventtiilillä. Oikeassa prosessissa kaikki lauhde pumpataan K4-kattilan syöttövesisäiliöön, mutta jos höyryvirtaus 15 MW:n siirtimelle on niin suurta, että K4-kattilan syöttövesisäiliö alkaa täyttyä, osa lauhteesta johdetaan K1-kattilan syöttövesisäiliöön. Siksi prosessimallissa 15 MW:n kaukolämmönsiirtimen lauhteen jako on toteutettu siten, että K4-kattilan syöttövesisäiliöön johdetaan saman verran lauhdetta kuin K4-kattilalla tuotetaan tuorehöyryä, ja loput lauhteesta johdetaan K1-kattilan syöttövesisäiliöön.

Laitoksen kaukolämpöjärjestelmä oletettiin häviöttömäksi, jolloin kaukolämmön yhteenlaskettu tuotantoteho vastaa kaukolämmön yhteenlaskettua kulutustehoa. Kaukolämpöverkon lämpöhäviöt sisältyvät kulutuslukemiin, joten niitä ei tarvitse huomioida erikseen. Koska kaukolämpöjärjestelmä on mallinnettu vain teholumien perusteella, kaukolämpöpumppuja ei mallinnettu. Todellisuudessa pumput nostavat hieman kaukolämpöveden entalpiaa, mutta vaikutus on niin pieni, ettei sen huomioimista katsottu tarpeelliseksi.

### 4.3.2 Vastapaineturbiini ja reductioventtiili

Prosessimalli kehitettiin siten, että sähköntuotanto on mahdollista kahdella erilaisella tuotantotavalla: Ensimmäisellä tavalla turbiinin pyörittämällä generaattorilla tuotetaan vain laitoksen omakäyttösähkö. Tällöin osa 15 MW:n kaukolämmönsiirtimessä lauhtuvasta höyrystä johdetaan reductioventtiilin läpi, jos kaukolämmönsiirtimessä tarvittavan höyryn massavirta on suurempi kuin turbiinissa omakäyttösähkön tuottamiseen vaadittava massavirta. Voimalaitoskäytössä tällainen tuotantotapa on usein kannattamatonta, ja sitä käytetään vain poikkeustilanteissa. Lämpölaitoskäytössä sähköntuotannon hyötysuhde saattaa olla kuitenkin sen verran matala, että myyntisähkön tuottaminen voi olla kannattamatonta. Käyttämällä vastapaineturbiinia ja reductioventtiiliä rinnakkain, tarvittavan

kaukolämpötehon tuottamiseen tarvitaan vähemmän höyryä kuin pelkkää vastapaineturbiinia käyttämällä, sillä reduktioventtiilissä höyryn entalpia pysyy vakiona, ja siten kaukolämmönsiirtimelle tulevan höyryn (kuva 4.5, piste 8) entalpia on korkeampi.

Toisella tuotantotavalla kaikki 15 MW:n kaukolämmönsiirtimellä käytettävä höyry paisutetaan vastapaineturbiinissa, ja tästä tuotantotavasta käytetään nimitystä sähkön enimmäistuotanto. Näin sähköä tuotetaan yleensä enemmän kuin sitä tarvitaan lämpölaitoksen omakäytön kattamiseen, ja siten osa tuotetusta sähköstä johdetaan sähköverkkoon. Tällainen tuotanto on kannattava, jos tuotettavan sähkön hinta on matalampi kuin verkkoon johdettavan sähkön myyntihinta. Sähkön enimmäistuotannolla tuorehöyryä täytyy tuottaa suhteessa enemmän saman kaukolämpökuorman kattamiseen, sillä kaikki höyry paisutetaan vastapaineturbiinissa, ja siten kaukolämmönsiirtimelle tulevan höyryn entalpia on matalampi kuin pelkän omakäytösähkön tuotannossa.

Lisäksi prosessimallissa on mahdollista käyttää tuotantotapaa, jossa vastapaineturbiini ohitetaan kokonaan, ja kaikki höyry johdetaan reduktioventtiilin kautta 15 MW:n kaukolämmönsiirtimelle. Näin voidaan simuloida olemassa olevan prosessin toimintaa, ja verrata, kuinka paljon enemmän tuorehöyryä ja siten myös polttoainetta kuluu, jos laitoksella tuotetaan sähköä. Lisäksi voidaan arvioida prosessimallin tarkkuutta vertaamalla sen toimintaa olemassa olevaan prosessiin.

Mallinnuksessa käytettäväksi turbiiniksi valittiin tšekkiläisen G-Teamin TR-560, josta Adven on tehnyt aikaisemman tarjouspyynnön jo vuonna 2011. Samasta turbiinista pyydettiin uusi tarjous Konwell Oy:ltä tämän työn yhteydessä. Kyseessä on kolmen megawatin yksivyöhykkeinen vastapaineturbiini, jota säädetään osittaisesti kahdella höyryventtiilillä. Tarjouksen yhteydessä turbiini-generaattori-kokonaisuudelle esitettiin taulukon 4.7 arvot, joita käytettiin mallinnuksen lähtötietoina.

**Taulukko 4.7.** *G-Team TR-560-turbiinille tarjouksen yhteydessä annetut spesifikaatiot. Turbiinin nimellisteho on 3 MW.*

	Arvo
Höyryn paine sisään / ulos [bar]	21 / 1,5
Höyryn lämpötila sisään / ulos [°C]	214,9 / 111,4
Höyryvirtaus [kg/s]	6,0
Minimi höyryvirtaus [kg/s]	1,97
Sähköteho [kW]	1301,0
Generaattorin pyörintänopeus [rpm]	1500

Prosessimallissa vastapaineturbiinin turbiinitehoon vaikuttaa kolme suuretta: turbiinin isentrooppinen hyötysuhde, nimellisteho ja pienin mahdollinen höyryvirtaus, jolla turbiinia voidaan käyttää. Nimellisteho ja pienin mahdollinen höyryvirtaus asettavat turbiinite-

holle rajat, ja isentrooppisen hyötysuhteen perusteella määritetään, kuinka suuri osa turbiinille tulevan höyryn entalpiasta saadaan muunnettua mekaaniseksi energiaksi. G-Teamin turbiinille ei kuitenkaan ilmoitettu isentrooppista hyötysuhdetta tarjouksessa, ja siksi se on määritettävä taulukon 4.7 tietoja käyttäen.

Turbiiniin tulevan höyryn entalpia  $h_4$  laskettiin taulukon 4.7 tulohöyryn lämpötilan ja paineen perusteella käyttäen X Steamin  $h_{pT}$ -funktioita ja tulokseksi saadaan 2799,38 kJ/kg. Höyryn ulostuloarvojen perusteella  $h_{pT}$ -funktio antaa turbiinissa paisutetun höyryn entalpiaksi 2693,22 kJ/kg, joka vastaa melko tarkasti kylläisen höyryn entalpiaa samassa lämpötilassa ja paineessa. Jos turbiiniteho lasketaan kaavalla (6) näitä entalpioita ja taulukon 4.7 massavirtaa käyttäen eikä turbiinin mekaanista ja muuntajan hyötysuhdetta oteta huomioon, turbiinitehon arvoksi saadaan 638 kW. Se on kuitenkin huomattavasti vähemmän kuin taulukossa 4.7 ilmoitettu generaattorin sähköteho. Tästä voidaan päätellä, että turbiinissa paisutetun höyryn on oltava kosteaa, ja siksi isentrooppinen hyötysuhde täytyy määrittää käänteisesti ilmoitetun sähkötehon perusteella.

Jotta turbiinin isentrooppinen hyötysuhde voidaan määrittää tällä tavoin, täytyy ensin arvioida generaattorin ja turbiinin mekaanista hyötysuhdetta. Turbiinin mekaaninen hyötysuhde on yleensä melko korkea, mutta G-Teamin turbiinissa on myös vaihteisto, joka laskee sitä jonkin verran. Kun sekä generaattorin että turbiinin mekaanisen hyötysuhteen oletettiin olevan 97 %, niiden tuloksi  $\eta_g$  saadaan 94 %. Myös muuntajan hyötysuhteen  $\eta_m$  oletettiin olevan 97 %, ja tällöin kaavasta (6) johdetulla kaavalla (27) voidaan laskea turbiinissa paisutetun höyryn entalpia.

$$h_5 = h_4 - \frac{\eta_g \eta_m \dot{m}_4}{P_s} \quad (27)$$

Kaavan (27) höyryn massavirtana  $\dot{m}_4$  ja sähkötehona  $P_s$  käytettiin taulukon 4.7 arvoja, jolloin paisutetun höyryn entalpiaksi saadaan 2568,70 kJ/kg. Jotta turbiinin isentrooppinen hyötysuhde voidaan ratkaista, täytyy määrittää lisäksi isentrooppisen paisunnan jälkeinen entalpia  $h_{5s}$ . Koska entropia pysyy vakiona isentrooppisessa paisunnassa, paisunnan jälkeinen entalpia saadaan määritettyä turbiiniin tulevan höyryn entropian ja paisunnan loppupaineen funktiona. Entropia määritettiin X Steamin  $s_{pT}$ -funktioilla käyttämällä taulukon 4.7 sisään tulevan höyryn painetta ja lämpötilaa. Isentrooppisesti paisuneen höyryn loppuentalpia lasketaan  $h_{ps}$ -funktioilla käyttäen taulukon 4.7 ulostulopainetta ja määritettyä entropiaa, ja tulokseksi saadaan 2346,40 kJ/kg. G-Teamin turbiinin isentrooppinen hyötysuhde  $\eta_{st}$  ratkaistiin kaavalla (7), johon sijoitettiin lasketut entalpiat, ja tulokseksi saatiin 51 %. Mallissa käytetyt turbiinin, generaattorin ja muuntajan hyötysuhteet on ilmoitettu taulukossa 4.8.



**Taulukko 4.8.** Turbiinimallissa käytetyt hyötysuhteet, joista mekaaninen ja muuntajan hyötysuhde ovat arvioita. Isentrooppinen hyötysuhde on määritetty arvioitujen hyötysuhteiden ja taulukon 4.7 tietojen perusteella.

	Arvo
Generaattorin ja turbiinin mekaaninen hyötysuhde [%]	94
Muuntajan hyötysuhde [%]	97
Turbiinin isentrooppinen hyötysuhde [%]	51

Prosessimallissa oletetaan, että turbiinille ja reduktioventtiilille tulevan höyryn paine ja lämpötila ovat samoja kuin tuorehöyryllä. Turbiinin vastapaineena käytetään 15 MW:n kaukolämmönsiirtimen keskimääräistä lauhtumispainetta, ja se määräytyy luvussa 4.3.1 esitetyllä tavalla. Turbiinissa vastapaineeseen paisutetun höyryn entalpia ratkaistaan mallissa kaavalla (28), jossa käytetään taulukon 4.8 isentrooppista hyötysuhdetta.  $h_{5s}$  määritetään samalla tavalla kuin edellä eli käyttämällä X Steamin s\_pT- ja h\_ps-funktioita, mutta mallissa turbiiniin tulevan ja turbiinista poistuvan höyryn paineina käytetään tuorehöyryn ja 15 MW:n kaukolämmönsiirtimen vastapainetta.

$$h_5 = h_4 - \eta_{st}(h_4 - h_{5s}) \quad (28)$$

Tästä eteenpäin turbiinimallin toiminta riippuu valitusta sähköntuotantotavasta. Jos tuotantotavaksi on valittu omakäyttösähkön tuotanto, ratkaistaan turbiinin läpi paisutettavan höyryn massavirta kaavalla (29), jossa käytetään sähköntuotantotehona  $P_s$  laitoksen kuu-kauden keskimääräistä sähkönkulutustehoa. Laskennassa turbiinin ja generaattorin mekaaniselle hyötysuhteelle ja muuntajan hyötysuhteelle käytetään taulukon 4.8 arvoja.

$$\dot{m}_4 = \frac{P_s}{\eta_g \eta_m (h_4 - h_5)} \quad (29)$$

Seuraavaksi mallissa tarkastellaan, kuinka suuri osa 15 MW:n kaukolämmönsiirtimen kuormasta voidaan kattaa turbiinin läpi johdettavalla höyryvirtauksella. Jos kaukolämpökuorma on suurempi kuin turbiinissa paisutetulla höyryvirtauksella tuotettavissa oleva kaukolämpöteho, osa 15 MW:n kaukolämmönsiirtimen kuormasta täytyy kattaa reduktioventtiilin läpi johdettavalla höyryllä. Reduktiohöyryn massavirta lasketaan tällöin kaavalla (30).

$$\dot{m}_7 = \frac{\Phi_{15MW} - \dot{m}_5(h_5 - h_9)}{h_7 - h_9} \quad (30)$$

Kaavassa (30)  $h_7$  on reduktiohöyryn entalpia ja  $h_9$  15 MW:n kaukolämmönsiirtimen lauhteen entalpia. Turbiinissa paisutetun höyryn massavirran  $\dot{m}_5$  on oletettu olevan yhtä suuri kuin turbiiniin tulevan höyryn massavirta  $\dot{m}_4$ . Kaava (30) on johdettu kaukolämmönsiirtimen energiataseesta, kun siirtimelle tulevan höyryn entalpia  $h_8$  ja massavirta  $\dot{m}_8$

on esitetty reduktioventtiililtä ja turbiinilta tulevien virtauksien entalpioiden ja massavirtojen avulla.

Sähkön enimmäistuotannolla kaikki 15 MW:n kaukolämmönsiirtimessä käytettävä höyry johdetaan turbiinin läpi, ja tällöin määritetään ensin turbiinissa paisutetun höyryn massavirta, jolla koko siirtimen kaukolämpökuorma saadaan katettua. Koska tällöin reduktioventtiilin läpi ei johdeta lainkaan höyryä, turbiiniin tulevan ja turbiinilta lähtevän höyryn massavirrat lasketaan kaavalla (31). Tämän jälkeen määritetään kyseisellä höyryvirtauksella saavutettava sähkön tuotantoteho kaavaa (32) käyttäen.

$$\dot{m}_4 = \dot{m}_5 = \frac{\Phi_{15MW}}{h_5 - h_9} \quad (31)$$

$$P_s = \eta_g \eta_m \dot{m}_4 (h_4 - h_5) \quad (32)$$

Jos sähköä ei tuoteta ollenkaan, 15 MW:n kaukolämmönsiirtimellä tarvittavan höyryn massavirta lasketaan kaavalla (31), jossa pisteen viisi höyryn entalpia ja massavirta on korvattu pisteen seitsemän entalpialla ja massavirralla. Lisäksi mallissa oletetaan, että tällöin höyryä ei johdeta ollenkaan turbiinin läpi, ja siksi  $\dot{m}_4 = 0$ .

Molemmilla sähköntuotantotavoilla turbiinin läpi virtaavan höyryn massavirtaa verrataan taulukossa 4.7 esitettyyn minimivirtaukseen, ja jos höyryvirtaus alittaa tämän arvon, simulaattori ilmoittaa keskimääräisen höyryn massavirran olevan liian alhainen sähköntuotantoa varten. Turbiinimallissa ei ole erikseen huomioitu paisutettavan höyryn lauhtumista, vaan on oletettu, että paisunnan jälkeinen kostea höyry johdetaan kokonaisuudessaan kaukolämmönsiirtimeen. Todellisuudessa tämä edellyttäisi, että myös turbiinin lauhteenpoistolinjat johdettaisiin lämmönsiirtimeen.

### 4.3.3 Prosessihöyryjärjestelmä

Höyryasiakkaille johdettava prosessihöyry otetaan höyrytukista. Asiakkaille A ja C johdettavan höyryn painetta ei alenneta, joten höyryn paineen ja lämpötilan oletetaan olevan samoja kuin tuorehöyryllä. Asiakas B:lle johdettavan höyryn paine sen sijaan alennetaan reduktioventtiilillä 10 baarin arvoon, mutta mallissa on oletettu, että höyryn entalpia pysyy vakiona reduktioventtiilissä.

Koska asiakkailta A ja B lämpölaitokselle palautuvan lauhteen massavirta on yleensä pienempi kuin lähtevän höyryn massavirta, palautuvan lauhteen massavirta täytyy arvioida prosessimallissa. Taulukon 3.2 perusteella varsinkin asiakkaan B kuukausittaiset lauhteen palautusmäärät vaihtelevat satunnaisesti, ja siksi niitä ei voida ennustaa kovin tarkasti. Tämän takia prosessimallissa käytetään taulukon 3.2 perusteella laskettuja keskimääräisiä lauhteen palautusosuuksia, jotka on esitetty taulukossa 4.9.

**Taulukko 4.9.** Mallinnuksessa käytetyt lämpölaitoksen lauhdejärjestelmän toiminta-arvot. Lauhteen palautukselle ilmoitettu lukema on osuus asiakkaalle johdettavan höyryn massavirrasta.

	Asiakas A	Asiakas B
Lauhteen palautus [%]	97,3	28,6
Lauhteen lämpötila [°C]	85,0	100,0
Lauhdesäiliön paine [bar]		1,5
Lauhdepumppujen tuottama paine-ero [bar]		2,5
Lauhdepumppujen hyötysuhde [%]		70,0

Lisäksi taulukossa 4.9 on ilmoitettu mallinnuksessa käytettyjen asiakkailta palautuvien lauhdevirtausten lämpötilat, lauhdesäiliön paine ja lauhdepumppujen toiminta-arvot. Lämpötilat on arvioitu tarkasteltavan lämpölaitoksen energiankulutuksen kuukausiraportteista. Lauhdesäiliön painemittarin perusteella todellisessa prosessissa säiliön paine on noin 0,2 bar suurempi kuin K1-kattilan syöttövesisäiliön paine. Taulukon 4.9 arvo on siten saatu lisäämällä 0,2 bar taulukossa 3.1 ilmoitettuun K1-kattilan syöttövesisäiliön paineeseen.

Asiakkaiden höyryn kulutustehot määräytyvät luvussa 4.2.2 määritettyjen kuukausittaisen kulutusennusteiden perusteella. Keskimääräisten höyryn kulutustehojen perusteella määritetään asiakkaille johdettavan höyryn ja asiakkailta palaavan lauhteen massavirrat. Asiakas A:n höyryn kulutus lasketaan kaavalla (33), asiakas B:n kaavalla (34) ja asiakas C:n kaavalla (35). Kaavoissa (33) ja (34) laitokselle palaavien lauhteiden entalpiat on määritetty X Steamin  $h_{pT}$ -funktiolla taulukon 4.9 lämpötilojen ja lauhdesäiliön paineen perusteella.

$$\dot{m}_{18} = \frac{\Phi_{aA}}{h_{18} - x_{aA}h_{19}} \quad (33)$$

$$\dot{m}_{20} = \frac{\Phi_{aB}}{h_{20} - x_{aB}h_{21}} \quad (34)$$

$$\dot{m}_{33} = \frac{\Phi_{aC}}{h_{33}} \quad (35)$$

Kaavoissa (33)-(35)  $\Phi_{aA}$ ,  $\Phi_{aB}$  ja  $\Phi_{aC}$  ovat asiakkaiden kuukauden keskimääräiset höyryn kulutustehot,  $h_{18}$ ,  $h_{20}$  ja  $h_{33}$  asiakkaille lähtevän höyryn entalpiat,  $h_{19}$  ja  $h_{21}$  asiakkailta palaavan lauhteen entalpiat sekä  $x_{aA}$  ja  $x_{aB}$  asiakkaiden taulukossa 4.9 ilmoitetut lauhteiden palautusosuudet. Kaavat on johdettu energiataseista, joissa palaavan lauhteen massavirtoja on kuvattu menohöyryn massavirtojen ja lauhteen palautusosuuksien tuloilla. Kaava (35) poikkeaa muista, sillä asiakkaalta C ei palauteta lauhdetta lämpölaitokselle. Kahden muun asiakkaan osalta palaavien lauhteiden massavirrat lasketaan kertomalla asiakkaalle johdettavan höyryn massavirrat lauhteen palautusprosentteilla.

Lauhesäiliöstä lauhde pumpataan K1-kattilan syöttövesisäiliöön. Lauhteen massavirtaa säädetään kuristusventtiilillä, ja pumppaukseen käytetään kahta 100 % pumppua, joista vain toista kerrallaan. Pumppujen jälkeinen lauhteen entalpia on mallinnettu kaavalla (36).

$$h_{22} = \frac{v_{ls}(\Delta p_{ls})}{\eta_{p,ls}} + h_{ls} \quad (36)$$

Kaavassa (36)  $v_{ls}$  on lauhdesäiliön lauhteen ominaistilavuus,  $\Delta p_{ls}$  ja  $\eta_{p,ls}$  taulukossa 4.9 ilmoitetut lauhdepumppujen aiheuttama paine-ero ja hyötysuhde sekä  $h_{ls}$  lauhdesäiliöstä pumpattavan lauhteen entalpia, joka lasketaan energiataseesta höyryasiakkailta palaavien lauhdevirtojen perusteella. Todellisuudessa lämpölaitoksen lauhdesäiliöön johdetaan myös K2-kattilan lämmityshöyryn lauhde, mutta tätä sivuvirtausta ei ole mallinnettu erikseen, vaan se luetaan kuuluvaksi höyryn omakäyttöön ja häviöihin, joita käsitellään seuraavassa luvussa.

#### 4.3.4 Höyryn omakäyttö ja häviöt

Prosessimallissa laitoksen höyryn omakäyttöä ja vesihöyrypiirin häviöitä kuvataan yhtenä virtauksena, joka otetaan höyrytukista. Todellisuudessa tukista otetaan mallinnettujen virtausten lisäksi omakäyttöhöyryä K2-kattilan ja raskasöljykoneikon lämmitykseen. Koska prosessimallissa ei ole huomioitu erikseen lämpöhäviöitä, myös niiden vaikutusta pyritään arvioimaan tämän virtauksen avulla. Lauhtumishäviöiden lisäksi vesihöyrypiirin häviöitä ovat esimerkiksi ulospuhallussäiliöistä viemäriin johdettavien likaisten lauhteiden ja syöttövesisäiliöiden hönkähöyryjen aiheuttamat lämpöhäviöt.

Höyryn omakäyttöön ja häviöihin ei kuitenkaan lasketa kattiloiden nuohoushöyryjä ja ulospuhalluksia, sillä ne vaikuttavat KPA-kattiloille määritettyyn kattilahyötysuhteeseen, ja niiden vaikutus on siten huomioitu mallissa. Kattiloiden jatkuvat ulospuhallukset ja nuohoukset on kuitenkin mallinnettu, koska ne korvataan syöttövesisäiliöihin johdettavalla pehmenetyllä lisävedellä, jonka lämpötila on syöttövesisäiliön lämpötilaa alhaisempi, ja siksi syöttövesisäiliöiden lämmitystarve lisääntyy.

Höyryn omakäyttö ja häviöt riippuvat laitoksen kuormituksesta, ja siksi niiden suuruutta arvioidaan suhteessa höyryn kokonaiskulutukseen. Vertaamalla simulaattorin energiankulutuslukumia todelliseen prosessiin, omakäytön ja häviöiden osuudeksi arvioitiin 4 % höyryn kokonaiskulutustehosta. Höyryn omakäyttö ja häviöt on mallinnettu siten, että höyry otetaan suoraan tukista, ja sen on oletettu olevan tuorehöyryä. Lisäksi on oletettu, että häviöistä ja omakäytöstä ei palaudu lauhdetta prosessiin, jolloin kaikki höyryn sisältämä energia menetetään. Omakäyttö- ja häviöteho lasketaan kaavalla (37) ja laskettua tehoa vastaava höyryn massavirta kaavalla (38).

$$\Phi_{O\&H} = x_{O\&H} \Phi_{\Sigma H} \quad (37)$$

$$\dot{m}_{27} = \frac{\Phi_{O\&H}}{h_{27}} \quad (38)$$

Kaavassa (37)  $x_{O\&H}$  on omakäytön ja häviöiden osuus höyryn kokonaiskulutuksesta ja  $\Phi_{\Sigma H}$  höyryn kokonaiskulutus, joka on laskettu laitoksen kaikkien höyryenergiaa kuluttavien prosessikomponenttien tehojen summana. Kaavassa (38)  $h_{27}$  on omakäyttö- ja häviövirtauksen höyryn entalpia.

#### 4.3.5 KPA-kattilat ja tuorehöyryjärjestelmä

Prosessimallissa KPA-kattiloiden kattilatehot määräytyvät tuorehöyryn kulutuksen perusteella. Oletuksena 60 % tuorehöyrystä tuotetaan K1-kattilalla ja 40 % K4-kattilalla, mikä vastaa niiden kattilatehojen suhdetta. K4-kattilalla tuotetaan lisäksi kattilan oman syöttövesisäiliön lämmityshöyry (kuva 4.5, piste 32), minkä takia K4:llä tuotetun höyryn kokonaismäärä on hieman yli 40 % kaikesta KPA-kattiloilla tuotetusta höyrystä. Kattiloiden tuorehöyry on kylläistä, ja oletuksena sen paine on 20 baaria. Tuorehöyryn massavirta lasketaan höyrytukkiin johdettavan höyryn ja reduktioventtiilin tai vastapaineturbiinin kautta 15 MW:n kaukolämmönsiirtimeen johdettavan höyryn massavirtojen  $\dot{m}_3$  ja  $\dot{m}_{15}$  summana. Kaavoissa (39) ja (40) on esitetty K1- ja K4-kattiloilla tuotettavan tuorehöyryn massavirran määräytyminen.

$$\dot{m}_1 = 0,6(\dot{m}_3 + \dot{m}_{15}) \quad (39)$$

$$\dot{m}_2 = 0,4(\dot{m}_3 + \dot{m}_{15}) \quad (40)$$

Reduktioventtiilille ja turbiinille johdettavan höyryn massavirta  $\dot{m}_3$  on yhtä suuri kuin 15 MW:n kaukolämmönsiirtimeen johdettavan höyryn massavirta  $\dot{m}_8$ . Höyrytukkiin johdettavan tuorehöyryn massavirta määräytyy 10 MW:n kaukolämmönsiirtimeen, teollisuusasiakkaiden, K1-kattilan syöttövesisäiliön lämmityksen sekä omakäytön ja häviöiden höyryvirtausten massavirtojen perusteella, ja sitä kuvataan kaavan (41) massataseella.

$$\dot{m}_{15} = \dot{m}_{16} + \dot{m}_{18} + \dot{m}_{20} + \dot{m}_{27} + \dot{m}_{30} + \dot{m}_{33} \quad (41)$$

Kattilatehot on laskettu mallissa samalla tavalla kuin laitoksen prosessinhallintajärjestelmässä, jotta kattiloiden yhteenlaskettu polttoainetehto voitaisiin määrittää mahdollisimman tarkasti käyttäen luvussa 3.2.1 laskettua KPA-kattiloiden hyötysuhdetta. Kattilatehojen laskennassa ei ole huomioitu lieriöiden jatkuvia ulospuhalluksia tai nuohouksia. K1-kattilan teho lasketaan kaavalla (42) ja K4-kattilan kaavalla (43). K4-kattilan teholas-kenta poikkeaa K1-kattilasta, sillä siinä huomioidaan myös K4:n syöttövesisäiliön lämmityshöyryn vaikutus.

$$\Phi_{K1} = \dot{m}_1 h_1 - \dot{m}_{25} h_{25} \quad (42)$$

$$\Phi_{K4} = \dot{m}_2 h_2 + \dot{m}_{32} h_{32} - \dot{m}_{12} h_{12} \quad (43)$$

Kaavojen (42) ja (43) energiataseissa  $\Phi_{K1}$  ja  $\Phi_{K4}$  ovat kattiloiden tehot,  $h_1$  ja  $h_2$  tuorehöyryn entalpiat,  $\dot{m}_{25}$  ja  $\dot{m}_{12}$  syöttövesien massavirrat,  $h_{25}$  ja  $h_{12}$  syöttövesien entalpiat sekä  $\dot{m}_{32}$  ja  $h_{32}$  K4-kattilan syöttövesisäiliön lämmityshöyryn massavirta ja entalpia. Molempien kattiloiden tuorehöyryn entalpiat määritetään tuotettavan kylläisen höyryn paineen perusteella X Steamin hV\_p-funktiolla. Kattiloille tulevan syöttöveden entalpioiden määrittästä käsitellään seuraavassa luvussa.

Koska osa kattilavedestä menetetään lieriön jatkuvassa pintapuhalluksessa ja nuohouksessa, kattiloiden syöttöveden massavirta on suurempi kuin tuorehöyryn massavirta. Tämän takia K1- ja K4-kattiloiden syöttöveden massavirrat ovat kaavojen (44) ja (45) mukaiset, kun  $\dot{m}_{28}$  ja  $\dot{m}_{29}$  ovat K1:n ja K4:n lieriöiden ulospuhallusten ja nuohousten yhteenlasketut massavirrat. Kaavassa (45)  $\dot{m}_{31}$  on kattilalla K4 tuotettavan tuorehöyryn ja kattilan syöttövesisäiliön lämmityshöyryn massavirtojen summa.

$$\dot{m}_{25} = \dot{m}_1 + \dot{m}_{28} \quad (44)$$

$$\dot{m}_{12} = \dot{m}_{31} + \dot{m}_{29} \quad (45)$$

Kattiloiden ulospuhallusten ja nuohoushöyryjen yhteenlasketut massavirrat on laskettu taulukon 3.1 tietojen perusteella. Prosessimallissa on oletettu, että tästä virtauksesta 50 % on kylläistä vettä ja 50 % kylläistä höyryä lieriön paineessa. Kylläisen veden entalpia määritetään X Steamin hL\_p-funktiolla, minkä jälkeen ulospuhallus- ja nuohousvirtauksen entalpia lasketaan kylläisen höyryn ja veden entalpioiden keskiarvona.

Prosessimallissa ei määritetä KPA-kattiloille erillisiä polttoainetehoja, koska laitoksen käyttötiedoista ei voida laskea kattilakohtaisia kattilahyötysuhteita. Kattiloiden yhteenlaskettu polttoaineteho määritetään kaavasta (4) johdettua kaavaa (46) käyttäen.

$$\Phi_{KPA} = \frac{\Phi_{K1} + \Phi_{K4}}{\eta_{KPA}} \quad (46)$$

Kaavassa (46) kattilahyötysuhteena  $\eta_{KPA}$  käytetään KPA-kattiloille yhteisesti määritettyä taulukossa 3.1 esitettyä kattilahyötysuhdetta.

#### 4.3.6 Syöttövesijärjestelmä

Tarkasteltavan lämpölaitoksen syöttövesijärjestelmä koostuu kahdesta erillisestä syöttövesisäiliöstä. Prosessissa K1- ja K2-kattiloiden syöttövesisäiliöön johdetaan seuraavat virtaukset:

- lauhdesäiliöön palautuvat lauhteet (kuva 4.5 piste 22),

- 10 MW:n kaukolämmönsiirtimeen lauhde (piste 17),
- 15 MW kaukolämmönsiirtimeen lauhde siltä osin, kun sen virtaus ylittää K4-kattilalla tuotetun tuorehöyryn massavirran (piste 14),
- syöttöveden lämmityshöyryä höyrytukista (piste 30) ja
- pehmennetty lisävesi (piste 26).

Mallissa K1- ja K2- kattiloiden syöttövesisäiliöön johdettava lisävesi kattaa K1-kattilan ulospuhallusvirtauksen, höyryasiakkaiden lauhdehävikin ja höyryn omakäyttö- ja häviövirtauksen. K4-kattilan syöttövesisäiliöön sen sijaan johdetaan seuraavat virtaukset:

- 15 MW:n kaukolämmönsiirtimeen lauhde (piste 10),
- syöttöveden lämmityshöyryä suoraan K4-kattilalta (piste 32) ja
- pehmennetty lisävesi (piste 13), jolla katetaan K4-kattilan ulospuhallushäviöt.

Koska staattisessa mallissa säiliöstä lähtevän syöttöveden energia- ja massavirran täytyy vastata säiliöön tulevien energia- ja massavirtojen summaa, syöttövesisäiliöille on laadittu mallissa seuraavat energiataseet: Kaava (47) kuvaa K1- ja K2-kattiloiden syöttövesisäiliön energiatasetta, jossa syöttövesisäiliöstä lähtevää virtausta vastaa kuvan 4.5 piste 24. Kaava (48) kuvaa vastaavasti K4-kattilan syöttövesisäiliön energiatasetta, jossa säiliöstä lähtevä virtaus on mallinnettu pisteessä 11.

$$\dot{m}_{24}h_{24} = \dot{m}_{17}h_{17} + \dot{m}_{23}h_{23} + \dot{m}_{26}h_{26} + \dot{m}_{30}h_{30} \quad (47)$$

$$\dot{m}_{11}h_{11} = \dot{m}_{10}h_{10} + \dot{m}_{13}h_{13} + \dot{m}_{32}h_{32} \quad (48)$$

Mallissa syöttövesisäiliöistä syöttövesipumpuille lähtevän veden lämpötiloina ja paineina käytetään taulukon 3.1 arvoja ja niiden perusteella ratkaistaan syöttöveden entalpiat X Steamin  $h_{pT}$ -funktiolla. Lukuun ottamatta syöttövesisäiliöiden lisäveden ja lämmityshöyryn entalpioita ja massavirtoja, kaavojen (47) ja (48) energiataseiden muut entalpiat ja massavirrat tunnetaan.

K1- ja K2 kattiloiden syöttövesisäiliön lisäveden massavirta on summa K1:n ulospuhalluksen, höyryasiakkaiden lauhdehävikin sekä omakäyttö- ja häviövirtauksen massavirroista. Sen arvo lasketaan mallissa kaavalla (49). K4-kattilan syöttövesisäiliön lisäveden massavirta sen sijaan on saman suuruinen kuin kattilan ulospuhallusvirtaus  $\dot{m}_{29}$ .

$$\dot{m}_{26} = \dot{m}_{28} + (\dot{m}_{18} - \dot{m}_{19}) + (\dot{m}_{20} - \dot{m}_{21}) + \dot{m}_{27} + \dot{m}_{33} \quad (49)$$

Pehmennetyn lisäveden paineen oletusarvo on neljä baaria, sillä se johdetaan syöttövesisäiliöihin laitoksen vesijohtoverkosta. Lisävetä lämmitetään kaukolämpövedellä, ja mallissa on oletettu, että se tulee molempiin syöttövesisäiliöihin 80 °C:n lämpötilassa. Näiden tietojen perusteella määritetään lisäveden entalpia X Steamin  $h_{pT}$ -funktiolla. Kun syöttövesisäiliöihin johdettavan pehmennetyn lisäveden entalpia ja massavirta tun-

netaan, kaavoissa (47) ja (48) ainoat tuntemattomat suureet ovat syöttövesisäiliöiden lämmityshöyryn entalpiat ja massavirrat. Lämmityshöyryjen massavirrat ratkaistaan mallissa kaavoista (47) ja (48) olettaen, että lämmityshöyryn entalpiat on sama kuin tuorehöyryllä.

Syöttövesisäiliöistä vesi pumpataan KPA-kattiloille kahdella 100 % syöttövesipumpulla siten, että pumppujen käyttöä vuorotellaan. K1-kattilan syöttövesipumput toimivat vakioteholla, ja virtausta säädetään kuristamalla. Syöttövesipumppujen jälkeinen entalpia määritetään K1-kattilalle kaavalla (50). K4-kattilan syöttövesipumppuja säädetään taa-juusmuuttajilla, ja pumppujen jälkeinen entalpia lasketaan kaavalla (51).

$$h_{25} = \frac{v_{24}(\Delta p_{sv,K1})}{\eta_{p,K1}} + h_{24} \quad (50)$$

$$h_{12} = \frac{v_{11}(\Delta p_{sv,K4})}{\eta_{p,K4}} + h_{11} \quad (51)$$

Kaavoissa (50) ja (51)  $v_{24}$  ja  $v_{11}$  ovat syöttöveden ominaistilavuudet ennen pumppuja,  $\Delta p_{sv,K1}$  ja  $\Delta p_{sv,K4}$  pumppujen tuottamat paine-erot,  $\eta_{p,K1}$  ja  $\eta_{p,K4}$  pumppujen hyötysuhteet sekä  $h_{24}$  ja  $h_{11}$  syöttöveden entalpiat ennen pumppuja. Pumppujen hyötysuhteina käytetään taulukossa 3.1 esitettyjä arvoja. Myös pumppujen aiheuttamien paine-erojen suuruudet määritetään taulukossa 3.1 esitettyjen arvojen perusteella.

K1-kattilan syöttöveden massavirran säätöön käytettävässä kuristusventtiilissä veden paineen oletetaan laskevan lieriön painetta vastaavalle tasolle entalpian pysyessä vakiona. K4-kattilan syöttöveden massavirran säädössä ei sen sijaan tapahdu ylimääräistä painehäviöitä. Taulukossa 3.1 ilmoitettu syöttövesipumppujen jälkeinen paine on kuitenkin korkeampi kuin tuorehöyryn paine, sillä siinä on huomioitu ekonomaisesta ja syöttövesiputkistosta aiheutuva staattinen painehäviö.

## 4.4 Muuttuvat kustannukset

Sähköntuotannon kannattavuuteen vaikuttavat tuotantoon liittyvät muuttuvat kustannukset, joista merkittävimpiä ovat polttoaineiden ja sähkön hinnat. Polttoaineen hintatietoja tarkastellaan luvussa 4.4.1. Mallissa on käytetty eri hintoja ostettavalle ja myytävälle sähkölle, ja niitä tarkastellaan erikseen luvuissa 4.4.2 ja 4.4.3.

### 4.4.1 Polttoaineen hinta

Tarkasteltavalla lämpölaitoksella käytetään erilaisia kiinteitä polttoaineita ja öljyä, mutta koska sähköntuotannon prosessimallissa ei ole huomioitu öljykattiloita, öljyn hintaa ei tarvitse huomioida talousmallissa. Kiinteälle polttoaineelle täytyy määrittää hinta, joka vastaa mahdollisimman tarkasti käytettävän polttoaineen keskihintaa investoinnin pitäjällä. Tilastokeskuksen tietojen perusteella metsähakkeen keskihinta on noussut vuoden



2013 alun noin 20 €/MWh hinnasta melko tasaisesti vuoden 2014 lopun hintaan 21,35 €/MWh [29]. Tarkastelun kohteena olevan lämpölaitoksen polttoaineen keskihinnan arviointi on kuitenkin erittäin haastava, sillä laitoksella käytetään metsähakkeen lisäksi erilaisia puupolttoaineita, ja Adven hankkii kiinteän polttoaineen usealta eri toimittajalta. Lisäksi on mahdollista, että tulevana vuosina laitoksella otetaan käyttöön uusia kiinteitä polttoaineita, jotka voivat vaikuttaa merkittävästi käytettävän polttoaineen keskihintaan.

Koska kiinteän polttoaineen hinnan ennustaminen on haastavaa ja vaatisi siksi kattavaa tarkastelua, päätettiin tässä työssä hyödyntää Advenin polttoaineen hankintasuunnitelmien hintatietoja. Taulukkoon 4.10 on kirjattu polttoaineen hankintasuunnitelmista katsotut tarkasteltavan lämpölaitoksen kiinteän polttoaineen keskihinnat viidelle eri lämmityskaudelle. Lämmityskauden 2015–2016 polttoaineen keskihinta saattaa vielä muuttua jonkin verran, sillä osa suunnitelman polttoaineen toimitussopimuksista oli tarkasteluhetkellä vasta valmisteilla.

**Taulukko 4.10.** Tarkasteltavan lämpölaitoksen kiinteän polttoaineen keskihinnat lämmityskausittain.

	Kiinteän polttoaineen keskihinta [€/MWh]
2011-2012	17,80
2012-2013	17,90
2013-2014	18,58
2014-2015	18,10
2015-2016	17,56

Taulukon 4.10 perusteella laitoksella käytettävän kiinteän polttoaineen keskihinta on noussut ensin lämmityskaudelle 2013–2014 asti, mutta tämän jälkeen hinta on laskenut melko nopeasti. Taulukon keskihintojen perusteella ei siis voida arvioida polttoaineen keskihinnan kehitystä pitkällä aikavälillä ja siksi on oletettu, että hinta ei tule muuttumaan merkittävästi mallinnuksen tarkastelujakson aikana. Mallinnuksessa käytettiin kiinteälle polttoaineelle hintaa 18,0 €/MWh, joka on määritetty taulukon 4.10 keskihintojen keskiarvona.

#### 4.4.2 Ostosähkö

Adven ostaa lämpölaitoksella käytettävän sähköenergian Turku Energia Oy:ltä ja sähkönsiirrosta alueella vastaa Caruna Oy. Turkuenergian kanssa Advenilla on määräaikainen sopimus, jossa ei peritä perusmaksua, vaan sähköstä laskutetaan vain käytetyn energiamäärän perusteella. Taulukkoon 4.11 on merkitty laitoksella maksettavan sähköenergian hinta. Ostettavan sähköenergian hinta muuttuu todennäköisesti sähköntuotantolaitteiston pitoajan aikana, mutta hinnalle ei päätetty laatia ennustetta, joten mallinnuksessa käytettiin taulukon 4.11 energian hintaa.

**Taulukko 4.11.** Tarkasteltavan lämpölaitoksen sähköenergian ja sähkönsiirron hintatiedot.

	Arvo
<b>Sähköenergia</b>	
Energian hinta [snt / kWh]	4,26
<b>Sähkönsiirto</b>	
Perusmaksu [€ / kk]	2654,00
Sähkönsiirto, talvi [snt / kWh]	0,85
Sähkönsiirto, kesä [snt / kWh]	0,60
Tehomaksu [€ / kW / kk]	1,65
Sähköverot 1. lk [snt / kWh]	2,253

Taulukkoon 4.11 on merkitty myös sähkönsiirrosta laskutettavat kulut. Sähkönsiirron perusmaksu peritään kuukausittain, ja sen arvo säilyy vakiona. Sähkönsiirtomaksusta peritään eri hintaa vuorokauden- ja vuodenajasta riippuen. Sähkönsiirto on edullisempaa yöllä kuin päivällä ja vastaavasti kesällä se on edullisempaa kuin talvella. Mallinnuksessa ei kuitenkaan oteta kantaa siihen, mihin vuorokauden aikaan sähköä ostetaan tai tuotetaan, joten taulukossa ilmoitetut siirtohinnat ovat päivä- ja yösiirtohintojen keskiarvoja talvi- ja kesäajalle. Talviajaksi lasketaan marraskuun alusta maaliskuun loppuun ulottuva ajanjakso, ja muut kuukaudet kuuluvat kesäaikaan [30].

Lisäksi sähkönsiirron laskutuksessa peritään tehomaksua, joka määräytyy viiden viimeisen talvikuukauden aikana mitatun kahden suurimman kuukausitehon keskiarvona. Tehomaksun mittausjaksona on yksi tunti, ja tehomaksua peritään vähintään 200 kW:n tehon perusteella. [30] Vanhojen sähkölaskujen perusteella tarkasteltavan lämpölaitoksen tehuippu talvikuukausina on noin 700 kW, ja tällöin taulukon 4.11 perusteella tehomaksu on 1155 €/kk. Jos laitoksella tuotetaan sähköä, voidaan olettaa, että häiriöttömällä toiminnalla verkosta otettava sähköteho ei ylitä 200 kW:n arvoa talvikuukausina, jolloin tehomaksu olisi 330 €/kk.

Sähkönsiirron laskutuksen yhteydessä peritään myös sähkövero. Tarkasteltavan lämpölaitoksen sähkövero kuuluu ensimmäiseen luokkaan, ja veron yksikköhinta on esitetty taulukossa 4.11. Sähkövero peritään kaikesta laitoksella käytetystä sähköstä, joka on hankittu sähköverkosta. Luvussa 4.6.3 käsitellään sähköveron määräytymistä tilanteessa, jossa laitoksella tuotetaan sähköä. Sähkönsiirtolaskussa peritään yleensä myös loistehomaksua, mutta koska laitoksella on oma loistehon kompensointi, sitä ei tarvitse huomioida sähkönsiirtohinnoissa.

### 4.4.3 Myyntisähkö

Koska tässä työssä on tarkoituksena arvioida myös tarkasteltavalla lämpölaitoksella tuotettavan sähkön myynnin kannattavuutta, täytyy myyntisähkölle laatia hintaennuste. Myytävän sähkön hintaa arvioidaan Nord Pool -sähköpörssin Spot-hintojen pitkän ajan ennusteiden perusteella. Spot-hintojen ennusteet vuosille 2016–2020 on esitetty taulukossa 4.12.

**Taulukko 4.12.** Nord Pool Spot -systeemihinnan ja Suomen aluehinnan pitkän ajan ennusteet [31]. Suomen aluehintaa vuoden 2020 osalta ei ollut vielä määritetty.

	Systeemihinta (SYS) [€/MWh]	Suomen aluehinta (HEL) [€/MWh]
2016	26,75	33,58
2017	27,15	33,90
2018	27,45	33,18
2019	28,35	33,00
2020	29,20	-

Vuosien 2016–2019 Suomen aluehinnan keskiarvo on taulukon 4.12 ennusteiden perusteella 33,42 €/MWh, mutta sähköntuotantolaitteiston pitoaika on huomattavasti tätä aikaväliä pidempi. Spot-hintojen ennusteiden perusteella voidaan kuitenkin arvioida, että Suomen aluehinta pysyy melko vakaana myös vuoden 2019 jälkeen, sillä systeemihinnan ennuste nousee vuosittain ja Suomen aluehinnan ero systeemihintaan nähdessä pienenee. Näin ollen talousmallissa käytettiin myyntisähkön hintana taulukon 4.12 ennusteiden perusteella laskettua keskiarvoa. Sähkön myynnistä saatavaan hintaan vaikuttaa myös verkkoon annon siirtomaksu, jota sähköverkon omistaja perii sähköntuottajalta. Caruna Oy:n verkkoon annon siirtomaksu on 0,5 €/MWh [32], ja tätä arvoa käytettiin myös mallinnuksessa.

## 4.5 Investoinnin taloudelliset muuttujat

Investoinnin kannattavuuslaskelmissa tarvittavia muuttujia ovat varsinaisen investointikustannuksen lisäksi investoinnin pitoaika ja laskennassa käytettävä korkokanta. Lisäksi investoinnista aiheutuu todennäköisesti vuosittaisia kunnossa- ja ylläpitokuluja, jotka täytyy ottaa huomioon kannattavuuslaskelmissa. Luvussa 4.5.1 arvioidaan sähköntuotantolaitteiston kokonaisinvestointikustannusta ja luvussa 4.5.2 investoinnin kannattavuuslaskelman muiden muuttujien arvoja.

### 4.5.1 Sähköntuotantolaitteiston investointikustannus

Koska tarkasteltavalla lämpölaitoksella on jo turbiinihalli ja tarvittavat kytkennät vastapaineturbiinille, laitokselle täytyy hankkia vain tuotantolaitteisto. Konwell Oy:ltä pyydettiin tarjous G-Teamin vastapaineturbiinista ja generaattorista. Lisäksi tarjoukseen kuuluu

turbiinin ohjausyksikkö, ja muut tarvittavat apulaitteet. Generaattorin tuottaman sähkövirran jännite on kuitenkin 6,3 kV, ja laitoksella käytetään 400 V:n jännitettä, joten laitokselle täytyy myös hankkia muuntaja ja puistomuuntamo, johon muuntaja sijoitetaan. Muuntajan riittäväksi kapasiteetiksi on arvioitu 1600 kVA:n pätöteho, sillä prosessimallin perusteella generaattorin sähköteho suurimmalla kaukolämpökuormalla on noin 1500 kW. Taulukossa 4.13 on esitetty hankittavien laitteiden kustannukset. Muuntajan ja puistomuuntamon hinnat on katsottu Energiaviraston ylläpitämästä sähköjakeluverkon komponenttien hintalistauksesta [33].

**Taulukko 4.13.** Sähköntuotantolaitteiston ja sen asennukseen liittyvät kustannukset, ja niistä muodostuva kokonaisinvestointikustannus.

	Hinta [€]
<b>G-Team TR560-mikroturbiini ja generaattori</b>	<b>722 000</b>
Puistomuuntamo, ulkoa hoidettava	24 540
Muuntaja 1600 kVA	19 510
<b>Laitteiden asennus ja käyttöönotto</b>	<b>76 605</b>
<b>Kustannusvaraus</b>	<b>84 266</b>
<b>Kokonaisinvestointi</b>	<b>926 921</b>

Laitteiden hinnat eivät sisällä niiden asennusta ja käyttöönottoa, ja siksi taulukkoon 4.13 on merkitty ne erikseen. Laitteiden asennuksen ja käyttöönoton kustannuksien on arvioitu olevan 10 % kaikkien hankittavien laitteiden yhteenlaskusta hinnasta. Lisäksi investointikustannuksessa on huomioitu kustannusvaraus, jonka suuruus on 10 % laitteiden hankintakustannuksen, asennuksen ja käyttöönoton summasta. Laitteiden asennuksen ja käyttöönoton sekä kustannustavarauksen suuruus on arvioitu lähteen [7, s. 90] perusteella. Taulukon 4.13 kokonaisinvestointia käytettiin talousmallin sisäänmenona mallinuksen yhteydessä.

#### 4.5.2 Muut kannattavuuslaskelman muuttujat

Taulukkoon 4.14 on koottu mallinnuksessa käytetyt kannattavuuslaskelman muuttujat. Todellisuudessa investoinnin pitoaika saattaa kuitenkin olla taulukossa esitettyä arvoa pidempi, sillä G-Team ilmoittaa mikroturbiineidensa käyttöiän olevan vähintään 25 vuotta.

**Taulukko 4.14.** Mallinnuksessa käytetyt investoinnin kannattavuuslaskelman muuttujat arvoineen.

	Arvo
Investoinnin pitoaika [v]	15
Laskennan korkokanta [%]	4
Kunnossapitokustannukset [€/v]	5000

Taulukkoon 4.14 merkittyjen vuosittaisten sähköntuotantolaitteiston kunnossapitokustannusten suuruus on suuntaa antava arvio. Kokemusten perusteella rakenteeltaan hyvin yksinkertaiset G-Team TR-560 -turbiinia vastaavat laitteet ovat lähes huoltovapaita, ja vaativat suurempaa huoltoa noin 10 vuoden välein [34]. Kuitenkin esimerkiksi turbiinin vaihteistolle täytyy suorittaa tietyin väliajoin öljynvaihto. Vuotuisiin kunnossapitokustannuksiin on luettu myös laitteistolle tehtävät säännölliset tarkastukset ja mahdolliset ylläpitotoimet.

## 4.6 Tuet ja verot

Tarkasteltavan lämpölaitoksen sähköntuotannolle on mahdollista saada kahta erilaista tukea: Uudelle investoinnille voidaan myöntää energiatuki, jolla katetaan osa investointikustannuksista. Energiatukea tarkastellaan luvussa 4.6.1. Sähköntuotannolle voidaan myös myöntää luvussa 4.6.2 käsiteltävä tuotantotuki, jos laitos täyttää tuen myöntämiselle asetetut vaatimukset. Sähköntuotanto vaikuttaa myös sähköveron määräytymiseen, ja sitä tarkastellaan luvussa 4.6.3. Lisäksi lämmön ja sähkön yhteistuotannossa käytettäville polttoaineille määrättävät verot ovat pienempiä kuin pelkässä lämmöntuotannossa. Yhdistetyssä tuotannossa esimerkiksi myös polttoöljyn hiilidioksidivero on puolet lämmöntuotannon verotukseen verrattuna [35]. Näitä veroetuja ei kuitenkaan oteta huomioon tässä työssä, sillä mallinnuksessa oletetaan, että kaikki energia tuotetaan kiinteillä biopolttoaineilla, joista ei kanneta polttoaine- tai hiilidioksidiveroja.

### 4.6.1 Energiatuki

”Työ- ja elinkeinoministeriö voi hankekohtaisen harkinnan perusteella myöntää yrityksille, kunnille ja muille yhteisöille energiatukea sellaisiin ilmasto- ja ympäristömyönteisiin investointi- ja selvityshankkeisiin, jotka edistävät

1. uusiutuvan energian tuotantoa tai käyttöä,
2. energiansäästöä tai energiantuotannon tai käytön tehostamista,
3. vähentävät energian tuotannon tai käytön ympäristöhaittoja.” [36]

Uusiutuvan energian käyttöön liittyviä investointeja ovat muun muassa pienet sähköntuotantohankkeet [36], jollaiseksi tarkasteltavan lämpölaitoksen lämmön ja sähkön yhteistuotanto toteutuessaan voidaan laskea. Tällaisille hankkeille tyypillisesti myönnettävän tuen määrä on 15–20 % hankkeen investointikustannuksista, kun hanke toteutetaan tavanomaisella teknologialla. Kuitenkin vuonna 2015 yrityksen saaman tuen määrä on 20 %, jos yritys on liittynyt energiatehokkuussopimuksiin. [37] Tuen määrä saattaa kuitenkin laskea tulevina vuosina, joten talousmallissa energiatuen määränä käytetään 15 % kokonaisinvestointikustannuksista. Kun energiatuki vähennetään luvussa 4.5.1 esitellyistä kokonaiskustannuksista, investoinnin tuelliseksi hinnaksi saadaan 787 882,85 €.

#### 4.6.2 Tuotantotuki

Tuotantotukea voidaan maksaa uusiutuvaa energiaa käyttäville voimalaitoksille. Tuotantotukea maksetaan syöttötariffina, jolla joko taataan tuen piirissä olevan laitoksen tuottamalle sähkölle ennalta määrätty hintataso tai maksetaan sähkön Spot-hinnan lisäksi tietty kiinteä osuus. Syöttötariffijärjestelmään voidaan hyväksyä metsähakevoimaloita, tuuli-voimaloita, biokaasuvoimaloita ja puupolttoainevoimaloita. Kolmelle viimeksi mainitulle voimalaitostyypille tukea maksetaan laissa määritellyn tavoitehinnan ja sähkön Spot-hinnan erotuksena, ja metsähakevoimaloille päästöoikeuden markkinahinnan ja turpeen veron perusteella. Syöttötariffijärjestelmään voidaan metsähakevoimaloita lukuun ottamatta hyväksyä vain uusia laitoksia, joissa ei saa olla yhtään käytettyä osaa. [38] Tämän takia tarkasteltavalle lämpölaitokselle ei voida myöntää puupolttoainevoimalan syöttötariffia.

Laitos on kuitenkin mahdollista hyväksyä syöttötariffijärjestelmään metsähakevoimalana, sillä hyväksyminen on mahdollista, jos

1. laitoksen generaattoreiden yhteenlaskettu nimellisteho on vähintään 100 kVA, ja
2. laitos ei kuulu eikä ole aikaisemmin kuulunut syöttötariffijärjestelmään.

Metsähakkeen syöttötariffi ei edellytä, että voimalaitoksen polttoaineena käytetään pelkästään metsähaketta, vaan laitoksella voidaan käyttää myös muita polttoaineita metsähakkeen lisäksi. Laitoksella tuotetulle sähkölle maksetaan syöttötariffia siltä osin, kun sen voidaan katsoa olevan tuotettu metsähakkeella. Metsähakkeella tuotetulle sähkölle voidaan maksaa myös kaasutinpreemiota, jos sähköntuotantoon on käytetty pölypolttokattilaa, jossa poltetaan kaasutettua metsähaketta. [38] Kaasutinpremio ei kuitenkaan koske tarkasteltavaa lämpölaitosta, sillä siellä ei käytetä kaasuttimia. Laitokselle voidaan maksaa metsähakkeen syöttötariffia myös siinä tapauksessa, että se on saanut energiatukea [38], ja siten energia- ja tuotantotuki eivät ole toisensa poissulkevia.

Metsähakkeen syöttötariffin tavoitteena on turvata puun kilpailukykyinen hinta energiantuotannossa, ja sen suuruus määräytyy turpeen veron ja päästöoikeuden kolmen kuukauden markkinahinnan keskiarvon perusteella. Kun päästöoikeuden kolmen kuukauden keskiarvohinta on vähintään 10 euroa, lasketaan syöttötariffin suuruus [€/MWh] kaavalla (52). Muussa tapauksessa se lasketaan kaavalla (53).

$$35,65 - 1,824V_t - 1,358H_p \quad (52)$$

$$22,07 - 1,824V_t \quad (53)$$

Kaavoissa (52) ja (53)  $V_t$  on turpeen vero ja  $H_p$  päästöoikeuden kolmen kuukauden keskiarvohinta. [39] Vuoden 2015 aikana päästöoikeuden keskiarvohinta on ollut alle 10 €, ja turpeen vero 3,4 €/MWh, ja tällöin kaavan (53) perusteella metsähakkeen syöttötariffi on 15,87 €/MWh. Kuitenkin vuoden 2016 alusta lähtien turpeen vero on 1,9 €/MWh.

Kaavasta (53) laskemalla syöttötariffiksi saataisiin tällöin 18,6 €/MWh, mutta Euroopan unionin komissio on asettanut tuotantotuen enimmäismääräksi 18 €/MWh. Kaavan (53) ja tukimäärän välinen ristiriita tullaan poistamaan muuttamalla tukiasetusta vuoden 2016 alkuun mennessä. [40]

Päästöoikeuden pitkän aikavälin keskiarvohintaa on vaikeaa arvioida, sillä siihen vaikuttavat merkittävästi Euroopan unionin päästötavoitteet, joita saatetaan kiristää tulevilla vaalikausilla. Myös turpeen veron muutoksia on vaikeaa arvioida, ja siksi mallinnuksessa käytettiin metsähakkeen syöttötariffin arvona 18 €/MWh. Mallinnuksessa oletettiin, että metsähaketta käytetään laitoksella sen verran, että kaikki sähköntuotannossa käytetty energia voidaan katsoa tuotetuksi metsähakkeella. Tällöin jokaista tuotettua megawattituntia kohti sähkölle maksetaan täysi metsähakkeen syöttötariffi.

### 4.6.3 Sähkövero

Verkonhaltijat ja sähköntuottajat ovat pääsääntöisesti sähköverovelvollisia. Sähköverovelvollisuudesta on kuitenkin vapautettu, jos laitoksen generaattoreiden yhteenlaskettu nimellisteho on enintään 100 kVA. Kun laitoksen generaattoreiden yhteenlaskettu nimellisteho on yli 100 kVA ja vuosituotanto yli 800 000 kWh, sähköntuottaja on verovelvollinen ja joutuu antamaan kuukausittain veroilmoituksen riippumatta siitä, syötetäänkö laitokselta sähköä sähköverkkoon. [35] Näin ollen tarkasteltava lämpölaitos on sähköverovelvollinen, vaikka laitoksella tuotettaisiin vain omakäyttösähköä.

Sähköntuottaja on kuitenkin verovelvollinen vain siitä oman tuotannon osuudesta, jonka hän käyttää itse käyttöpaikassa johonkin muuhun tarkoitukseen kuin energian tuotantoon laitoksen sähkön tai yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotantolaitteissa [35]. Toisin sanoen voimalaitoksen energiantuotannossa käytetystä omakäyttösähköstä ei tarvitse kantaa sähköveroa. Tarkasteltavalla lämpölaitoksella ei käytetä sähköä mihinkään muuhun kuin energiantuotantoon [41], joten laitoksella käytettävästä itse tuotetusta omakäyttösähköstä ei tarvitse maksaa veroa.

Jos lämpölaitoksella aletaan tuottamaan sähköä myös myyntiin, peritään myytävästä sähköstä sähköveroa. Sähköveron maksavat kuitenkin sähkön loppukäyttäjät, ja siten myytävästä sähköstä peritty sähkövero hyvitetään sähköntuottajalle. [34] Näin ollen myöskään sähkönmyynnistä ei aiheudu ylimääräisiä verokuluja, mutta kuukausittain myydyn sähkön määrä täytyy kirjata veroilmoitukseen.

## 4.7 Talousmalli

Talousmalli on toteutettu siten, että siinä on kaksi toisistaan toiminnallisesti erotettavissa olevaa osaa, joista ensimmäisessä lasketaan tarkasteltavan kuukauden aikana sähköntuotannosta saatavat tulot ja siitä aiheutuvat menot. Kuukausitason tuloksen laskemista käsitellään luvussa 4.7.1. Toisessa osassa lasketaan yhteen koko vuoden tulot ja menot, ja

näin saatua vuoden nettokassavirtaa käytetään investoinnin kannattavuuslaskennassa. Talousmallin toista osaa tarkastellaan luvussa 4.7.2.

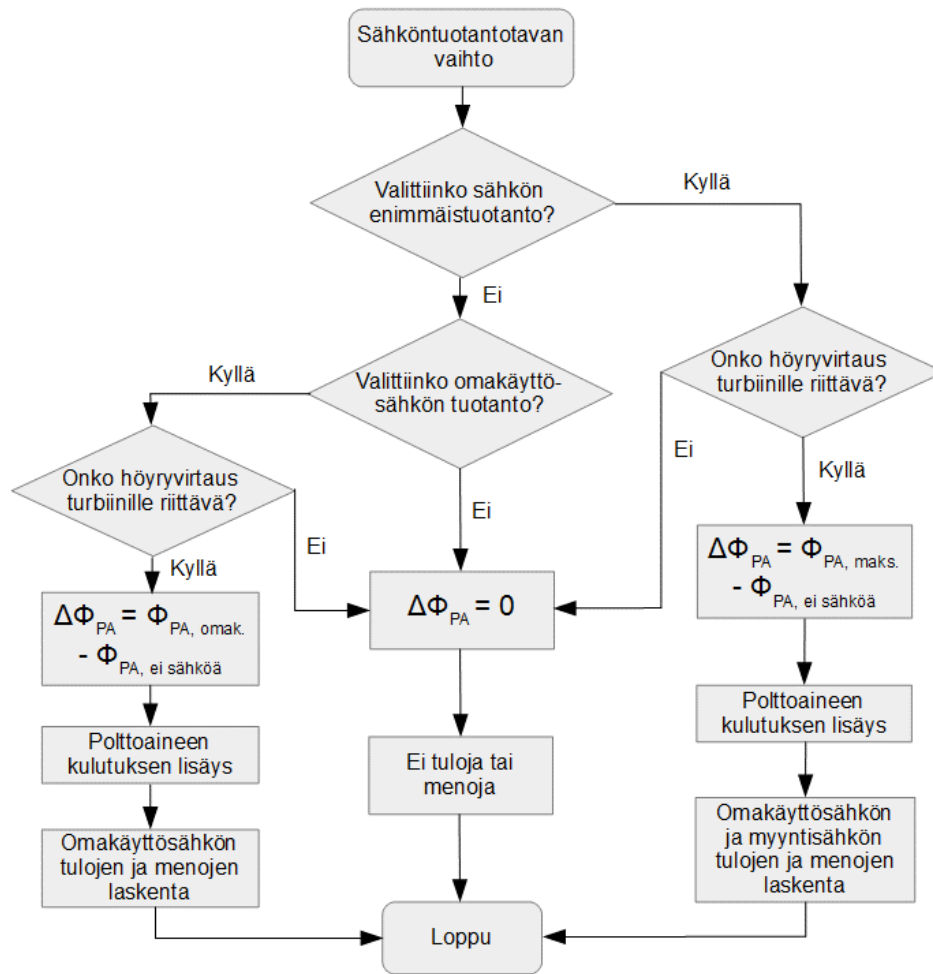
#### 4.7.1 Kuukauden tuloksen laskenta

Talousmallissa sähköntuotannon kuukausitason tuloksen määrittämisessä käytetään sisäänmenoina prosessimallista saatavia tietoja, polttoaineen ja sähkön hintatietoja sekä tuotantotuen suuruutta. Prosessimallista talousmalliin välittyy tieto sähköntuotantotehosta, omakäyttösähkön kulutustehosta ja tarkasteltavan sähköntuotantotavan mukaisesta KPA-kattiloiden yhteenlasketusta polttoainetehosta. Prosessimallista välitetään myös tieto KPA-kattiloiden polttoainetehosta, kun laitoksella ei tuoteta sähköä. Lisäksi talousmallin sisäänmenona käytetään tietoa siitä, onko turbiinille tuleva höyryvirtaus riittävä sähköntuotantoa varten.

Talousmallissa arvioidaan, kuinka paljon sähköntuotanto lisää KPA-kattiloiden polttoaineen kulutusta kuukaudessa, ja siksi siinä lasketaan sähköntuotannon aiheuttama KPA-kattiloiden polttoainetehon lisäys. Tämä lasketaan prosessimallista saatavien polttoainetehojen erotuksena. Teholukema muunnetaan polttoaineen energiaksi kertomalla se tarkasteltavan kuukauden tuntien lukumäärällä. Polttoainetehojen erotus päivittyy aina, kun prosessimallissa muutetaan sähkön tuotantotapaa, ja siksi sähköntuotannon kuukauden tuloslaskelma päivittyy täydellisesti vain tuotantotapaa muutettaessa.

Kuvassa 4.7 on esitetty vuokaavio, jossa havainnollistetaan talousmallin toimintaperiaatetta. Sähkön tuotantotavan muutoksen jälkeen tarkastetaan ensimmäisenä, onko turbiinille tuleva höyryvirtaus riittävä sähköntuotantoa varten. Jos höyryvirtaus on riittävä, määritetään sähköntuotannon aiheuttama polttoaineen kulutuksen lisäys ja sen jälkeen sähköntuotannon tulot ja menot. Jos höyryvirtaus ei ole riittävä tai turbiinin ei johdeta höyryä, oletetaan, että tarkasteltavan kuukauden aikana ei tuoteta ollenkaan sähköä, jolloin polttoaineen kulutus ei lisäännä, eikä sähköntuotannosta siten aiheudu tuloja tai menoja.





**Kuva 4.7.** Vuokaavio talousmallin toimintaperiaatteesta.  $\Phi_{PA}$  on KPA-kattiloiden yhteenlaskettu polttoaineteho.

Sähkötuoannosta saatavat tulot ja menot on jaettu omakäytösähkön ja myytävän sähkön kesken. Kun sähkön tuotantotavaksi on valittu pelkän omakäytösähkön tuotanto, lasketaan vain omakäytösähköstä saatavat tulot ja siitä aiheutuvat menot. Tällöin kuukauden tulot saadaan, kun lasketaan säästöt sähköstä, jota ei tarvitse ostaa verkosta. Tuloslaskelmassa käytetään siten luvun 4.4.2 hintatietoja ostosähkölle. Talousmallin kuukauden tuloslaskelman omakäytösähkön  $E_{os}$  tuotannosta saatavat tulot muodostuvat silloin säästöistä

- sähköenergiasta  $A = E_{os} \cdot 4,26 \text{ snt/kWh}$ ,
- sähkönsiirrosta talvikuukausina  $B = E_{os} \cdot 0,85 \text{ snt/kWh}$  ja kesäkuukausina  $B = E_{os} \cdot 0,60 \text{ snt/kWh}$ ,
- tehomaksusta  $C = 1155 \text{ €}$  ja
- sähköverosta  $D = E_{os} \cdot 2,253 \text{ snt/kWh}$ .

Mallissa on oletettu, että taulukossa 4.11 esitetty perusmaksu pysyy ennallaan, ja siten omakäytösähkön tuotannosta saatavat tulot lasketaan summana  $A + B + C + D$ . Omakäytösähkön tuotannosta aiheutuvat menot lasketaan vastaavasti

- tuotannosta aiheutuvien polttoainekulujen  $F = \frac{E_{os}}{E_{ts}} \cdot \Delta E_{KPA} \cdot 18,0 \text{ €/MWh}$  ja
- uuden tehomaksun  $G = 330 \text{ €}$  summana.

Polttoaineen hintana on käytetty luvussa 4.4.1 määritettyä arvoa.  $E_{ts}$  on tuotetun sähkön kokonaismäärä, ja  $\Delta E_{KPA}$  sähköntuotannosta aiheutuva polttoaineen kulutuksen lisäys. Kun laitoksella tuotetaan pelkästään omakäyttösähköä, tuotettu sähköenergia  $E_{ts} = E_{os}$ . Omakäyttösähkön tuotannon kuukausikohtainen tulos on siten seuraava:  $A + B + C + D - F - G$ .

Jos laitoksella tuotetaan sähköä myös myyntiin, myytävälle sähkölle laaditaan oma tuloslaskema. Omakäyttösähkön tulot ja menot lasketaan muilta osin samalla tavalla kuin yllä, mutta  $E_{ts} > E_{os}$ , jolloin vain osa polttoainekuluista kohdistetaan tuotetulle omakäyttösähkölle, ja loput myytävälle sähkölle. Tuotetun sähkön myyntihinnan oletetaan vastaavan Spot-hintaa, ja sen arvona käytetään luvussa 4.4.3 määritettyä ennustetta. Tällöin myytävästä sähköstä  $E_{ms}$  saatavat tulot muodostuvat

- sähkön Spot-hinnasta  $H = E_{ms} \cdot 33,42 \text{ €/MWh}$  ja
- mahdollisesta metsähakkeen syöttötariffista  $I = E_{ms} \cdot 18,0 \text{ €/MWh}$ .

Myytävän sähkön tuotannosta aiheutuvat menot muodostuvat

- polttoainekulujen  $J = \frac{E_{ms}}{E_{ts}} \cdot \Delta E_{KPA} \cdot 18,0 \text{ €/MWh}$  ja
- verkkoon annon siirtomaksun  $K = E_{ms} \cdot 0,5 \text{ €/MWh}$  summana.

Näin ollen myytävän sähkön kuukausikohtainen tulos on  $H - J - K$ , jos laitokselle ei makseta tuotantotukea. Jos laitos hyväksytään syöttötariffijärjestelmään, myytävän sähkön tulos on  $H + I - J - K$ . Sähköntuotannon kuukausikohtainen kokonaistulos muodostuu omakäyttösähkön ja myytävän sähkön tuloksien summana.

#### 4.7.2 Vuoden tulos ja investoinnin kannattavuuslaskenta

Sähköntuotannon vuoden tulos lasketaan kaikkien kuukausien tulosten summana. Vuoden tuloksen laskentaan käytetään makroa, joka käy läpi vuoden kaikki kuukaudet siten, että se muuttaa ensin prosessimallin sisäänmenot vastaamaan eri kuukausien energiankulutusennusteita, minkä jälkeen prosessimallista siirretään tarkasteltavan kuukauden päivitetty tiedot talousmalliin. Talousmallissa yksittäisen kuukauden tulos lasketaan edellisessä luvussa esitellyllä tavalla, minkä jälkeen eri kuukausien tulot ja menot lasketaan yhteen. Makro on toteutettu siten, että vuoden tulos lasketaan molemmille sähköntuotantotavoille erikseen, jolloin tuotantotapojen tuloksia voidaan verrata helposti keskenään.

Kun eri sähköntuotantotapojen koko vuoden tulokset on määritetty, suoritetaan investoinnin kannattavuuslaskenta, jossa käytetään sisäänmenoina investoinnin taloudellisia muutujia ja energiatuen suuruutta. Investoinnin vuotuinen nettotuotto  $q$  saadaan, kun sähköntuotannon tuloksesta vähennetään tuotantolaitteiston vuotuiset kunnossapitokustannukset, jotka on kirjattu taulukkoon 4.14. Investoinnille lasketaan annuiteetti, nykyarvo, sisäinen korkokanta ja korollinen takaisinmaksuaika käyttäen luvussa 2.3 esiteltyjä menetelmien laskentakaavoja. Investoinnin kannattavuustarkastelu suoritetaan erikseen molemmille sähköntuotantotavoille. Mahdollisen energiatuen vaikutus huomioidaan siten, että kokonaisinvestointikustannuksesta vähennetään 15 %, jolloin kokonaisinvestointikustannukseksi saadaan luvussa 4.6.1 esitetty summa. Investoinnin pitoaikana sekä laskennan korkokantana käytetään luvun 4.5.2 arvoja.

## 5. TULOKSET

Tässä luvussa tarkastellaan kehitetyllä mallilla saatuja simulointituloksia. Luvussa 5.1 on esitetty saadut tulokset, kun sähköntuotantoa simuloitiin prosessimallilla. Näiden tulosten perusteella arvioitiin sähköntuotannon teknisiä edellytyksiä tarkasteltavalla lämpölaitoksella. Seuraavaksi tarkasteltiin sähköntuotannon taloudellista kannattavuutta. Luvussa 5.2 on esitetty saadut simulointitulokset ja niiden perusteella tehdyt johtopäätökset, kun laitoksella tuotetaan pelkästään omakäyttösähköä ja luvussa 5.3 vastaavat tulokset sähkön enimmäistuotannolle. Lopuksi luvussa 5.4 on esitetty tärkeimmille tuloksille tehdyn herkkystarkastelun tulokset ja johtopäätökset.

### 5.1 Prosessimallin tulokset

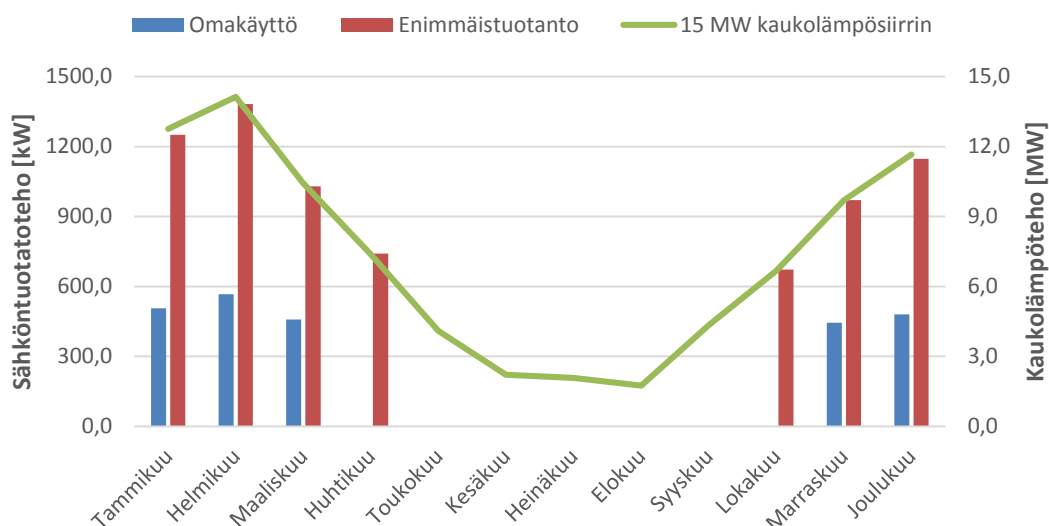
Ennen sähköntuotannon taloudellisen kannattavuuden arvioimista prosessimallilla simuloitiin sähköntuotantoa mallin oletusarvoilla. Näin saatujen tulosten perusteella arvioitiin lämpölaitoksen sähköntuotannon kannattavuutta teknisestä näkökulmasta ja mallinnuksessa käytetyn vastapaineturbiinin soveltuvuutta laitokselle. Lisäksi tarkasteltiin, onko prosessin tuotantokapasiteetti riittävä, jotta sillä voidaan kattaa kaukolämpö- ja prosessihöyrykuorman lisäksi sähköntuotannon höyryn tarve. Luvussa 5.1.1 käsitellään sähkön tuotantoa ja luvussa 5.1.2 laitoksen tuotantokapasiteetin riittävyyttä.

#### 5.1.1 Sähköntuotanto teknisestä näkökulmasta

Ensimmäisenä simuloitiin omakäyttösähkön tuotantoa luvussa 4 määritetyillä prosessimallin sisäänmenojen oletusarvoilla. Tällöin vastapaineturbiinin läpi johdetaan höyryvirtaus, jolla saadaan tuotettua lämpölaitoksen omakäyttöä vastaava sähköteho, ja osa höyrystä johdetaan reduktioventtiilin kautta kaukolämmönsiirtimeen. Simulaation tuloksena saadut omakäyttösähkön tuotannon kuukausittaiset keskitehot on merkitty kuvaan 5.1 sinisellä värillä.

Tulosten perusteella omakäyttösähkön tuotanto on mahdollista vain viitenä kuukautena vuodessa. Sähköä ei voida tuottaa ollenkaan huhtikuusta lokakuuhun, sillä pelkän omakäyttösähkön tuottamiseksi turbiinille johdettava keskimääräinen höyryvirtaus on liian pieni sähköntuotantoa varten. Todellisuudessa tuotanto voi olla mahdollista hetkittäin myös huhtikuusta lokakuuhun jatkuvan jakson aikana, mutta laitoksen keskimääräisellä sähkönkulutuksella turbiinin höyrykuorma ei ole riittävä näiden kuukausien aikana. Maaliskuun ja marraskuun aikana keskimääräinen höyryvirtaus ylittää juuri turbiinin minimivirtauksen. Tämä tarkoittaa, että todellinen turbiiniteho ei välttämättä vastaa mallinnettua tehoa, ja reaali-prosessissa turbiinin läpi täytyisi johtaa hieman suurempi höyryvirtaus saman tuotantotehon saavuttamiseksi.

Kuukausittainen sähköntuotanto vastaa taulukon 4.6 sähkönkulutusennusteita niiden kuukausien osalta, kun omakäyttösähkön tuotanto on mahdollista, ja siten keskimäärin kaikki laitoksen omakäyttösähkö voidaan tuottaa itse näiden kuukausien osalta. Mallinnuksessa käytetty G-Team TR-560 -turbiini on kuitenkin omakäyttösähkön tuotantoa varten ylimitoitettu, koska sillä ei voida tuottaa sähköä pienillä höyryvirtauksilla, joita pelkän omakäyttösähkön tuottaminen huhtikuusta lokakuuhun edellyttää.



**Kuva 5.1.** Sähkön omakäyttö- ja enimmäistuotannon kuukausittaiset keskitehot ja 15 MW kaukolämmönsiirtimen keskiteho mallin oletusarvoilla.

Seuraavaksi simuloitiin sähkön enimmäistuotantoa, jolloin kaikki 15 MW:n kaukolämmönsiirtille johdettava höyry paisutetaan vastapaineturbiinissa. Simulaation tuloksena saadut sähköntuotannon kuukausittaiset keskitehot on merkitty punaisella värillä kuvaan 5.1. Tällöin sähköä pystytään tuottamaan seitsemänä kuukautena vuodesta, mutta toukokuusta lokakuuhun kaukolämmön kulutus on liian pientä, jotta höyryvirtaus kaukolämmönsiirtille olisi riittävää sähköntuotantoa varten. Kuitenkin toukokuussa ja syyskuussa keskimääräinen höyryvirtaus on hyvin lähellä turbiinin minimivirtausta, joten todellisuudessa tuotanto voi olla mahdollista ainakin hetkittäin näiden kuukausien aikana.

Kuvan 5.1 perusteella sähkön enimmäistuotannolla keskimääräinen tuotantoteho on marraskuusta maaliskuuhun yli kaksinkertainen verrattuna pelkän omakäyttösähkön tuotantotehoon. Tämän perusteella laitoksella on ainakin teknisesti kannattavaa tuottaa myös myytävää sähköä. Simuloidulla kaukolämmön kulutuksella 15 MW:n kaukolämmönsiirtimen keskiteho oli suurimmillaan helmikuussa, jolloin sen arvo oli 14,1 MW. Näin ollen kaukolämmön keskimääräisellä 10 MW:n kaukolämmönsiirrintä ei tarvinnut käyttää ollenkaan tarkasteltavan vuoden aikana.

Simulaatioiden perusteella pienin 15 MW kaukolämmönsiirtimen teho, jolla vastapaineturbiinia voidaan käyttää, on noin 4,4 MW. Kaukolämmön keskimääräinen kulutusteho

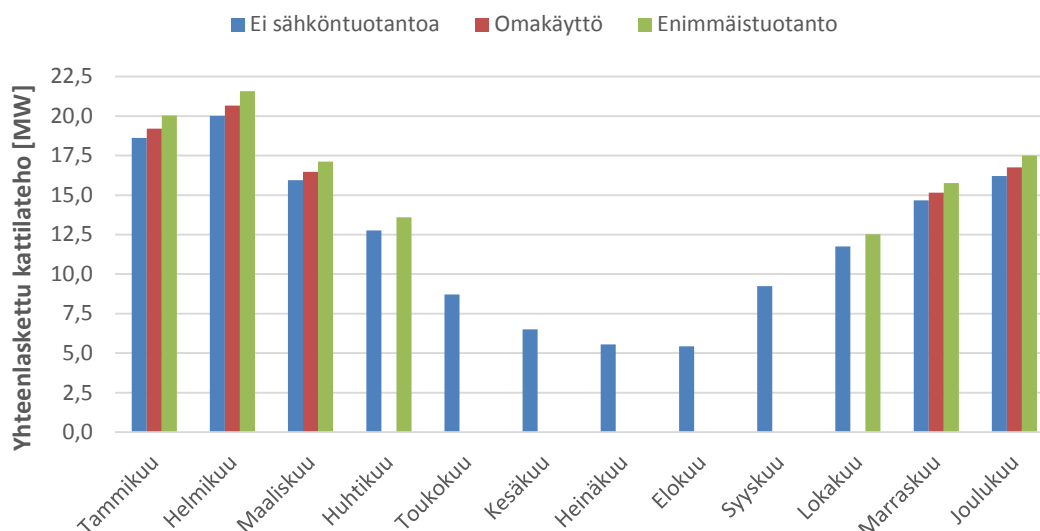
ylittää tämän kaikkina vuoden kuukausina lukuun ottamatta kesä- heinä- ja elokuuta. Toukokuussa ja syyskuussa sähköntuotanto ei ole kuitenkaan mahdollista, koska K1-kattilan savukaasupesuri kattaa liian suuren osan kaukolämmön kulutuksesta. Siten savukaasupesurin käyttö vaikuttaa negatiivisesti sähköntuotantoon, ja vähentämällä pesurilla talteen otettavan energian määrää sähköntuotanto olisi mahdollista myös näiden kuukausien osalta.

Tulosten perusteella laitokselle kannattaisi hankkia pienempi vastapaineturbiini kuin mallinnuksessa käytetty G-Team TR-560, sillä 15 MW:n kaukolämmönsiirtimen nimellisellä enimmäiskuormalla turbiiniteho on simulaattorin mukaan 1,66 MW ja vastaava sähköteho 1,51 MW, kun vastapaine on 1,17 bar. Näin ollen turbiinin 3 MW:n teho on liian suuri suhteessa kaukolämmönsiirtimen tehoon. Pienemmällä turbiinilla olisi todennäköisesti mahdollista tuottaa sähköä myös pienemmillä höyryvirtauksilla, jolloin omakäyttösähköäkin voitaisiin tuottaa useampana kuukautena vuodesta.

Sähköntuotannon määrää voitaisiin toisaalta kasvattaa myös siten, että laitokselle hankittaisiin kaukolämpöakku. Akun avulla kaukolämmön kulutuspiikkejä voitaisiin tasoittaa, mikä mahdollistaisi tasaisemman sähköntuotannon, ja vähentäisi tuotantokatkoksia. Lisäksi kaukolämpöakun avulla voitaisiin tuottaa jonkin verran sähköä myös kesäkuukausina, jos akkua ladattaisiin sellaisella teholla, että 15 MW:n kaukolämmönsiirtimen höyryn kulutus ylittäisi vastapaineturbiinin minimivirtauksen. Tällöin sähköntuotanto olisi syklittäistä, mutta osa omakäyttösähköstä voitaisiin tuottaa itse myös kesäkuukausina. Tässä työssä ei kuitenkaan arvioida tarkemmin akusta saatavaa hyötyä.

### 5.1.2 Laitoksen tuotantokapasiteetin riittävyys

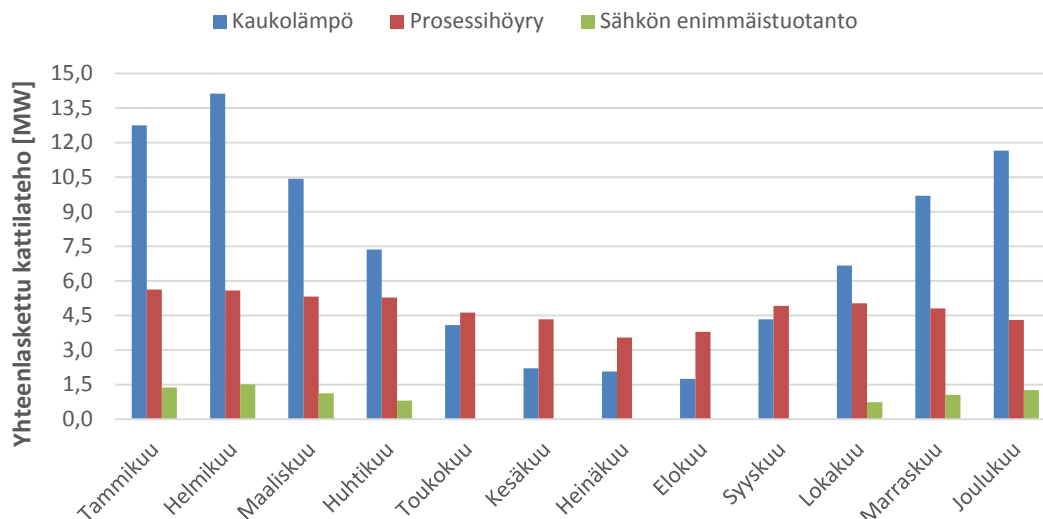
Vaikka tarkasteltavalla lämpölaitoksella tuotettaisiin sähköä, tuotanto ei saa aiheuttaa häiriöitä kaukolämmön tai prosessihöyryn toimitukseen. Siksi on oleellista tarkastella myös laitoksen tuotantokapasiteetin riittävyttä lämmön ja sähkön yhteistuotannossa. Kuvaan 5.2 on merkitty KPA-kattiloiden yhteenlasketut keskimääräiset kattilatehot, kun simuloitiin pelkän omakäyttösähkön tuotantoa ja sähkön enimmäistuotantoa. Lisäksi kuvaan on merkitty kattilatehojen summa, kun laitoksella ei tuoteta ollenkaan sähköä.



**Kuva 5.2.** KPA-kattiloiden keskimääräisten kattilatehojen summa vuoden kaikille kuukausille eri sähköntuotantotavoilla.

Kuvan 5.2 perusteella laitoksen höyryntuotantokapasiteetti riittää kattamaan keskimääräisen kulutuksen kaikkina vuoden kuukausina. Sähköntuotannon vaikutus kattilatehoihin on melko vähäinen: Omakäyttösähkön tuotanto kasvattaa yhteenlaskettua kattilatehoa keskimäärin 3,3 % kuukaudessa ja sähkön enimmäistuotanto vastaavasti 7,3 % kuukaudessa.

Kuvassa 5.3 on esitetty kuukausittaiset keskimääräiset höyrytehot, jotka tarvitaan kaukolämmön, prosessihöyryn ja sähkön enimmäistuotannon kehittämiseen, kun simulaatio suoritettiin mallin oletusarvoilla. Kaukolämmön tuotanto kuluttaa suurimman osan laitoksen höyrytehosta kylminä kuukausina. Prosessihöyryn kulutus sen sijaan on melko tasaista koko vuoden ajan, ja kesällä sen tuotanto ylittää kaukolämmön tuotantotehon. Koska sähköntuotanto on riippuvaista kaukolämmön kulutuksesta, sähköä ei voida tuottaa kesällä, vaikka silloin ylimääräistä tuotantokapasiteettia olisi eniten.



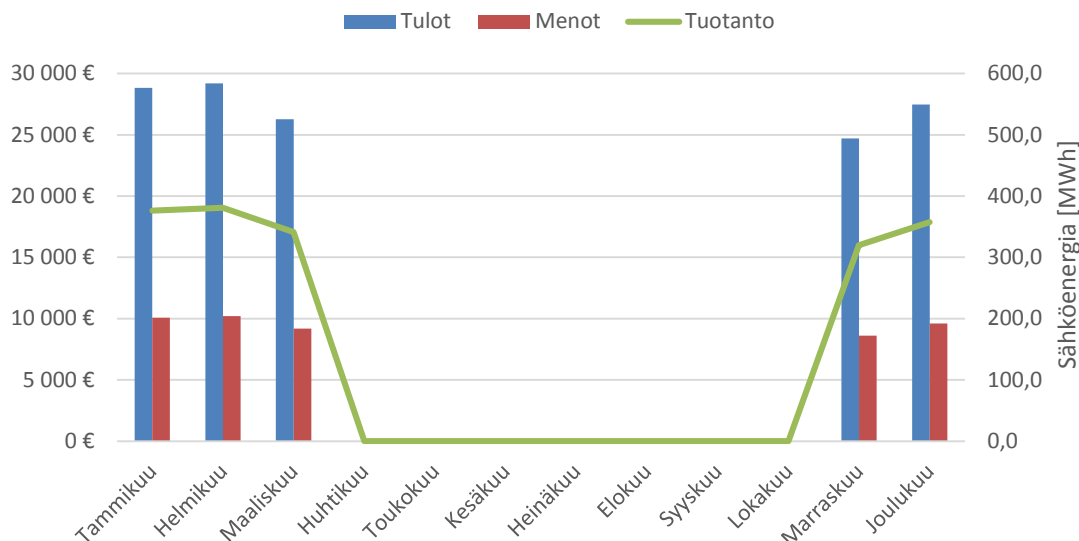
**Kuva 5.3.** Kaukolämmön, prosessihöyryn ja sähkön enimmäistuotantoon vaadittavat kuukausittaiset höyrytehot.

Jos höyryasiakkaiden energiankulutus on merkittävästi suurempaa kuin ennusteissa, sähköntuotanto ei välttämättä ole mahdollista kylminä kuukausina. Myös ennustettua suurempi kaukolämmön kulutus saattaa rajoittaa sähköntuotantoa kylminä kuukausina. Toisaalta suurempi kaukolämmön kulutus voi kasvattaa keskimääräistä sähköntuotantotehoa, jos laitoksen tuotantokapasiteetti riittää sähköntuotantoon. Kaukolämmön ja prosessihöyryn kulutusvaihteluiden vaikutusta arvioidaan luvun 5.4 herkkyytstarkasteluissa.

## 5.2 Omakäytösähkön tuotannon kannattavuus

Prosessimallin simulointitulosten tarkastelun jälkeen suoritettiin sähköntuotannon talousmallinnus. Ensimmäisenä tarkasteltiin omakäytösähkön tuotannon taloudellista kannattavuutta. Kuvassa 5.4 on esitetty simulaation tuloksena saadut kuukasikohtaiset tulot, menot ja tuotetun sähköenergian määrä. Vuoden aikana tuotetun sähköenergian määrä on yhteensä 1775,0 MWh. Kuvan perusteella omakäytösähkön tuottaminen on hyvin kannattavaa kuukausina, jolloin se on mahdollista, mutta sähköntuotantolaitteisto on yli puolet vuodesta käyttämättömänä. Tuotantolaitteiston pieni käyttötuntimäärä vaikuttaa negatiivisesti investoinnin kannattavuuteen.





**Kuva 5.4.** Tuotetun omakäyttösähkön määrä, tuotannosta saatavat tulot ja siitä aiheutuvat menot vuoden kaikkina kuukausina. Tulot ja menot on saatu käyttäen kehitetyn mallin oletusarvoja.

Taulukossa 5.1 on ilmoitettu sähköntuotannon vuotuinen megawattituntia kohden laskettu tuotto, tuotannosta saatava nettokassavirta ja investoinnin kannattavuuslaskentamenetelmällä saadut tulokset. Nettokassavirta on saatu, kun vuoden kaikkien kuukausien tulot ja menot on laskettu yhteen ja tuloksesta on vähennetty sähköntuotantolaitteiston vuotuiset kunnossapitokustannukset.

**Taulukko 5.1.** Omakäyttösähkön tuotannon tuotto, vuotuinen nettokassavirta ja investoinnin kannattavuutta kuvaavat suuret mallin oletusarvoilla. Kannattavuuslaskelmissa käytetty korkokanta on 4 % (taulukko 4.14).

	Ei energiatukea	Energiatuki 15 %
Tuotto [€/MWh]	50,00	
Nettokassavirta [€]	83 754,61	
Annuiteetti [€]	386,32	12 891,56
Nykyarvo [€]	4295,24	143 333,39
Sisäinen korkokanta [%]	4,1	6,5
Korollinen takaisinmaksuaika [v]	14,9	12,0

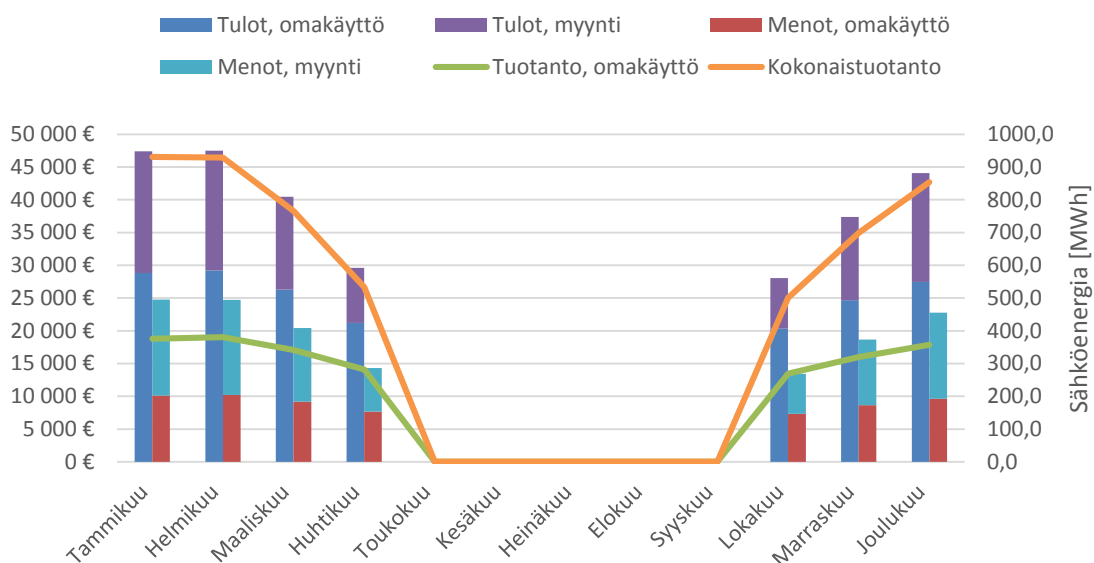
Tulosten perusteella pelkän omakäyttösähkön tuottaminen ei ole kannattavaa taulukon 4.13 mukaisilla investointikustannuksilla, vaikka tuotetusta sähköstä saatava megawattituntikohtainen tuotto on korkea. Luvun 5.1.1 perusteella turbiinilla voitaisiin tuottaa laitoksen omakäyttösähkö myös huhtikuussa ja lokakuussa, jos turbiinia käytettäisiin minimikuormalla ja omakäytön ylittävä tuotanto luovutettaisiin sähköverkkoon. Sähkön luovuttaminen verkkoon ei ole kuitenkaan järkevää, sillä omakäytön määrän ylittävä sähköntuotanto voidaan myydä eikä myyntisähkön tuotanto vaadi lisäinvestointeja pelkän omakäyttösähkön tuotantoon verrattuna.

### 5.3 Sähkön enimmäistuotannon kannattavuus

Seuraavaksi mallin oletusarvoilla simuloitiin sähkön enimmäistuotannon taloudellista kannattavuutta. Ensimmäisessä simulaatiossa ei huomioitu tuotantotukea, ja toisessa simulaatiossa se otettiin huomioon. Näiden simulaatioiden tuloksia käsitellään luvuissa 5.3.1 ja 5.3.2.

#### 5.3.1 Ilman tuotantotukea

Kuvassa 5.5 on esitetty saadut tulokset, kun simuloitiin sähkön enimmäistuotantoa eikä tuotantotukea otettu huomioon. Kuvassa on esitetty samat tiedot kuin kuvassa 5.4, mutta tulot, menot ja tuotanto on jaettu omakäytölle ja myytävälle sähkölle erikseen. Simulaation perusteella vuoden aikana tuotetun omakäyttösähkön määrä oli 2326,0 MWh ja myytävän sähkön määrä 2886,1 MWh. Tulosten perusteella keskimäärin kaikki laitoksen omakäyttösähkö pystytään tuottamaan itse niiden kuukausien osalta, jolloin tuotanto on mahdollista. Lisäksi kaikkien näiden kuukausien aikana pystytään tuottamaan myös myytävää sähköä.



**Kuva 5.5.** Tuotetun sähkön määrä, tuotannosta saatavat tulot ja siitä aiheutuvat menot vuoden kaikkina kuukausina sähkön enimmäistuotannolle.

Kuvasta 5.5 voidaan päätellä, että myös myytävän sähkön tuottaminen on kannattavaa, sillä myynnistä saatavat tulot ovat suuremmat kuin myytävän sähkön tuottamisesta aiheutuvat kulut. Lisäksi kaiken kaukolämmönsiirtille johdettavan höyryn paisuttaminen turbiinissa mahdollistaa sähköntuotannon kahden ylimääräisen kuukauden aikana verrattuna pelkän omakäyttösähkön tuotantoon. Nämä seikat parantavat sähköntuotannon kannattavuutta huomattavasti. Taulukossa 5.2 on ilmoitettu talousmallista saadut sähköntuotannon tuotto, nettokassavirta ja investoinnin kannattavuuslaskelman tulokset.

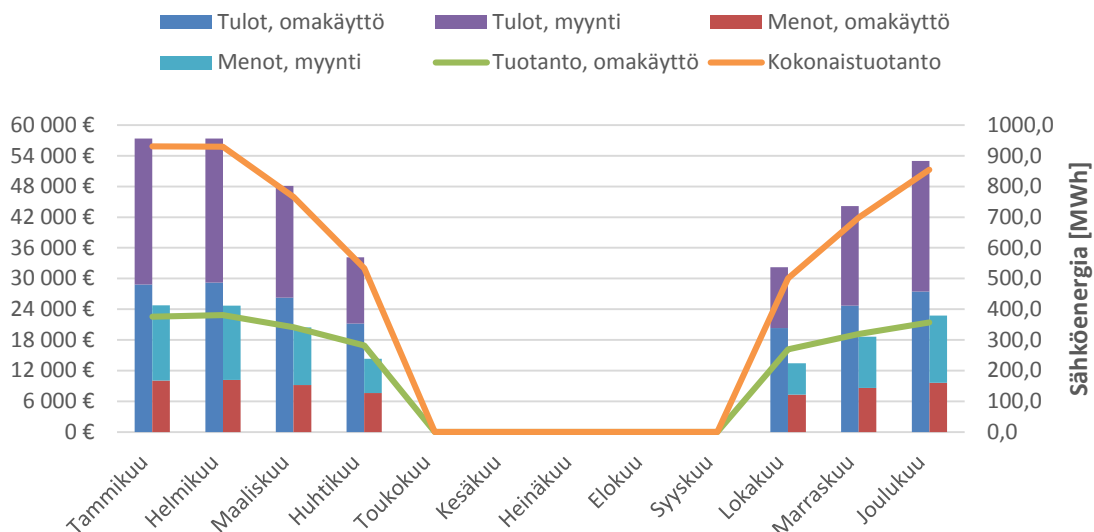
**Taulukko 5.2.** Sähkön enimmäistuotannon tuotto, vuotuinen nettokassavirta ja investoinnin kannattavuutta kuvaavat suureet mallin oletusarvoilla.

	Ei energiatukea	Energiatuki 15 %
Tuotto (kokonaistuotanto / omakäyttö / myynti) [€/MWh]	25,97 / 49,56 / 6,96	
Nettokassavirta [€]	130 345,94	
Annuiteetti [€]	46 977,65	59 482,89
Nykyarvo [€]	522 315,69	661 353,84
Sisäinen korkokanta [%]	11,2	14,3
Korollinen takaisinmaksuaika [v]	8,5	7,1

Taulukon 5.2 perusteella kaikilla kannattavuuslaskentamenetelmillä saadut tulokset ovat merkittävästi parempia kuin pelkän omakäyttösähkön tuotannolle. Vertaamalla arvoja taulukon 5.1 arvoihin, nähdään, että investoinnin sisäinen korkokanta kasvaa noin kahdeksan prosenttiyksikköä ja korollinen takaisinmaksuaika lyhenee yli 40 %. Näiden tulosten perusteella investointi vaikuttaa melko kannattavalta, vaikka turbiinia ei käytetä ollenkaan viitenä kuukautena vuodessa. Myytävästä sähköstä saatava megawattituntikohtainen tuotto on kuitenkin pieni verrattuna omakäyttösähkön tuottoon, ja siksi jo pienet polttoaineen tai sähkön hintamuutokset voivat tehdä myytävän sähkön tuottamisesta kannattamatonta.

### 5.3.2 Tuotantotuki huomioituna

Kun simulaatiossa huomioitiin tuotantotuki, joka tarkasteltavan lämpölaitoksen tapauksessa on metsähakelaitoksen syöttötariffi, saatiin kuvan 5.6 mukaiset tulokset. Tulokset vastaavat kuvaa 5.5 muilta osin, mutta nyt myytävästä sähköstä saatavat tulot kasvavat merkittävästi.



**Kuva 5.6.** Tuotetun sähkön määrä, tuotannosta saatavat tulot ja siitä aiheutuvat menot vuoden kaikkina kuukausina, kun myytävälle sähkölle maksetaan metsähakelaitoksen syöttötariffi.

Kuvassa 5.6 on huomionarvoista, että syöttötariffilla tuetun tuotannon tulot myytävästä sähköstä ovat lähes yhtä suuret kuin omakäyttösähkön tuotannosta saatavat tulot. Yhteenlasketut tulot ovat yli kaksinkertaiset menoihin nähden, ja siten sähköntuotanto on hyvin kannattavaa. Taulukossa 5.3 on ilmoitettu tuotto, vuotuinen nettokassavirta ja kannattavuuslaskelman tulokset.

**Taulukko 5.3.** Sähkön enimmäistuotannon, vuotuinen nettokassavirta ja investoinnin kannattavuutta kuvaavat suuret mallin oletusarvoilla, kun tuotannolle maksetaan syöttötariffia.

	Ei energiatukea	Energiatuki 15 %
Tuotto (kokonaistuotanto / omakäyttö / myynti) [€/MWh]	35,93 / 49,56 / 24,96	
Nettokassavirta [€]	182 295,05	
Annuiteetti [€]	98 926,76	111 432,00
Nykyarvo [€]	1 099 906,02	1 238 944,17
Sisäinen korkokanta [%]	18,0	22,0
Korollinen takaisinmaksuaika [v]	5,8	4,8

Myytävän sähkön megawattituntikohtainen tuotto kasvaa syöttötariffin verran, jolloin myös kaiken tuotetun sähkön tuotto paranee merkittävästi. Tällöin tuotanto on kannattavaa, vaikka sähkön ja polttoaineen hinnat muuttuisivat merkittävästi mallinnuksessa käytetyistä arvoista. Syöttötariffin johdosta sähköntuotannon nettokassavirta kasvaa yli

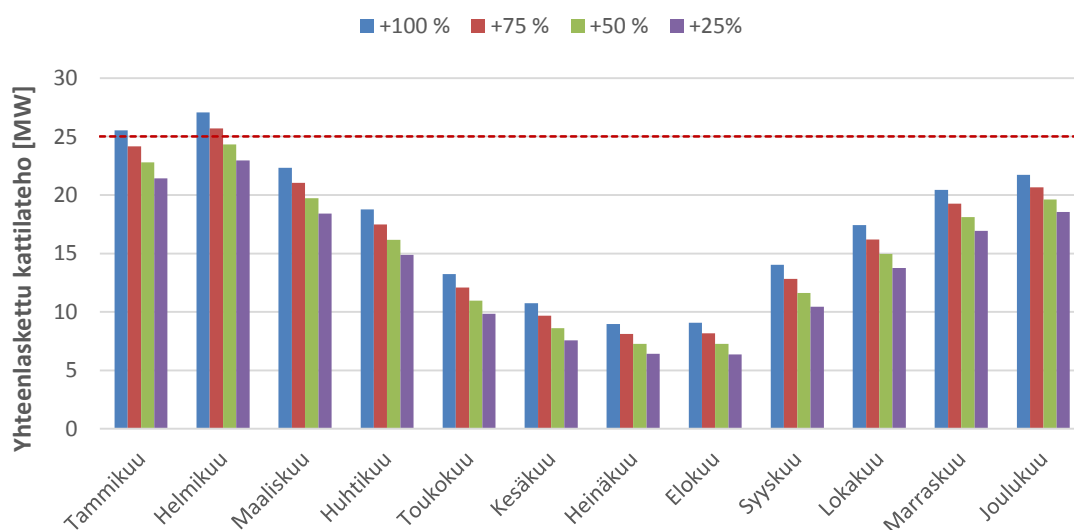
50 000 € verrattuna tuettomaan tuotantoon. Tällöin myös investoinnin sisäinen korkokanta on jopa ilman energiatukea lähes 20 % ja korollinen takaisinmaksuaika alle kuusi vuotta.

## 5.4 Herkkyystarkastelu

Edellisten lukujen tuloksille suoritettiin herkkyystarkastelut muuttamalla prosessi- ja talousmallin sisäänmenojen arvoja. Prosessimallin sisäänmenoista herkkyystarkasteluun valittiin kaukolämmön ja prosessihöyryn kulutukset. Prosessihöyryn kulutusmuutosten vaikutuksia arvioidaan luvussa 5.4.1. Kaukolämmön kulutuksen, polttoaineen hinnan sekä myynti- ja ostosähkön hintojen muutosten vaikutusta sähkön enimmäistuotannon taloudelliseen kannattavuuteen arvioidaan luvussa 5.4.2. Lisäksi luvussa 5.4.3 tarkastellaan tuotantotuen määrän muutosten vaikutusta metsähakkeen syöttötariffilla tuetun sähkön enimmäistuotannon kannattavuuteen.

### 5.4.1 Prosessihöyryn kulutus

Prosessihöyryn kulutuksen muutokset eivät vaikuta suorasti sähköntuotannon taloudelliseen kannattavuuteen, mutta jos prosessihöyryn kulutus kasvaa merkittävästi mallin oletusarvoista, lämpölaitoksen KPA-kattiloiden höyryntuotantokapasiteetti ei välttämättä riitä sähköntuotantoon. Tämän takia prosessihöyryn kulutusta tarkasteltiin omana tapauksenaan herkkyystarkastelussa. Kuvassa 5.7 on esitetty prosessihöyryn kulutuksen kasvun vaikutukset KPA-kattiloiden yhteenlaskettuun keskimääräiseen kattilatehoon. Simulaatiot suoritettiin siten, että kaikkien höyryasiakkaiden kulutusta kasvatettiin tietyn prosentiosuuden verran, jolloin myös prosessihöyryn yhteenlaskettu kulutus kasvoi suhteessa saman verran. Sähköntuotantotapana simulaatioissa käytettiin enimmäistuotantoa.



**Kuva 5.7.** Prosessihöyryn kulutuksen kasvun vaikutus laitoksen KPA-kattiloiden yhteenlaskettuun, keskimääräiseen kattilatehoon kuukausittain. Tulokset saatiin, kun simuloitiin

*sähkön enimmäistuotantoa. Sähköntuotanto ei ole mahdollista toukokuusta lokakuun alkuun, joten näiden kuukausien osalta sähköntuotantoa ei huomioitu tuloksissa.*

Kuvan 5.7 perusteella kuukauden yhteenlaskettu, keskimääräinen kattilateho ylittää 25 MW:n arvon vain tammi- ja helmikuussa, vaikka höyryn kulutus kasvaisi merkittävästi nykyisestä tasosta. Tammikuussa kyseinen arvo ylittyy vasta, kun prosessihöyryn yhteenlaskettu kulutus kasvaa 100 % oletusarvoista ja helmikuussa, kun kulutus kasvaa 75 %. Näin ollen prosessihöyryn kulutuksen täytyy kasvaa yli 50 % nykyisestä ennen kuin se alkaa rajoittamaan sähköntuotannon määrää. Tällöinkin sähköntuotantoa täytyy vähentää vain vuoden kylmimpinä kuukausina.

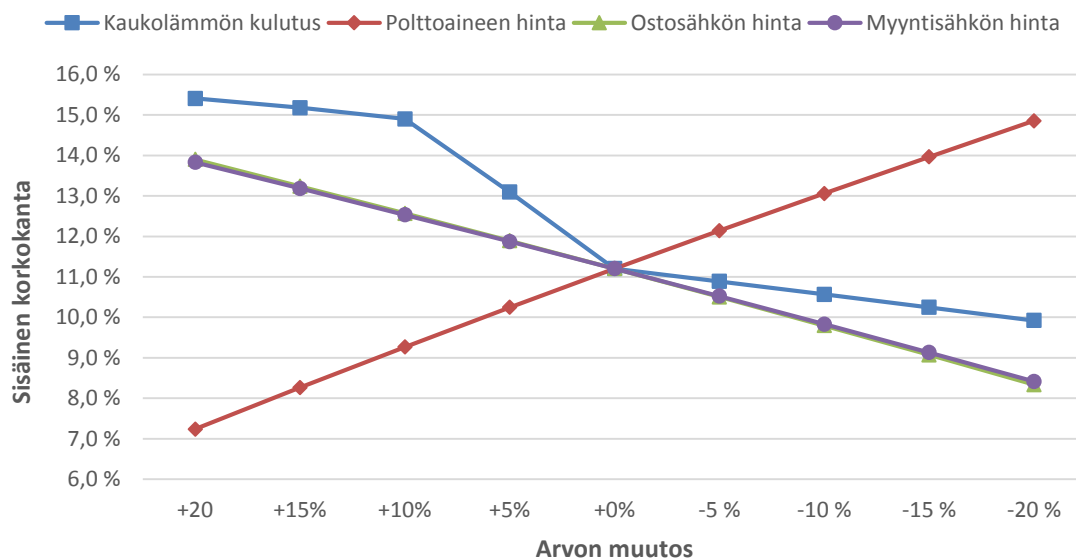
Simulaatioissa käytettyjen höyryn kulutusennusteiden vakioarvot ovat ainakin asiakas A:n osalta tehtaan nykyiseen tuotantotilanteeseen nähden yläkanttiin arvioidut, joten on epätodennäköistä, että nykyisten asiakkaiden kuukausittaiset höyryn kulutukset kasvaisivat yli 50 % oletusarvoistaan. Näin ollen voidaan todeta, että asiakkaiden höyryn kulutuksen muutokset tuskin tulevat rajoittamaan sähköntuotannon määrää ainakaan lähitulevaisuudessa. Toisaalta kesäkuukausien osalta olisi jopa toivottavaa, että prosessihöyryn kulutus lisääntyisi. Tällöin kattilakuormat kasvaisivat, mikä parantaisi jonkin verran KPA-kattiloiden hyötysuhteita ja sitä kautta myös sähköntuotannon kokonaishyötysuhdetta.

#### **5.4.2 Kaukolämmön kulutus, polttoaineen ja sähkön hinnat**

Seuraavaksi herkkyystarkastelu suoritettiin suoraan sähköntuotannon taloudelliseen kannattavuuteen vaikuttaville muuttujille. Herkkyystarkasteluun valittiin muuttujiksi kaukolämmön kulutus, kiinteän polttoaineen hinta ja ostettavan sekä myytävän sähkön hinnat. Tarkastelu päätettiin tehdä sähkön enimmäistuotannolle, jota ei tueta syöttötariffille. Pelkän omakäyttösähkön tuotantoa ei tarkastella, sillä se ei ole mallinnuksessa käytetyllä turbiinilla kannattavaa, vaikka polttoaineen hinta laskisi tai sähkön hinta nousisi merkittävästi. Myöskään kaukolämmön kulutuksen muutokset eivät juurikaan vaikuta omakäyttösähkön tuotantoon. Toisaalta edellä mainittujen muuttujien vaikutuksia ei tarkasteltu erikseen syöttötariffilla tuetun sähkön enimmäistuotantoon, sillä ne vaikuttavat samalla tavalla syöttötariffilla tuettuun kuin tuettomaankin tuotantoon.

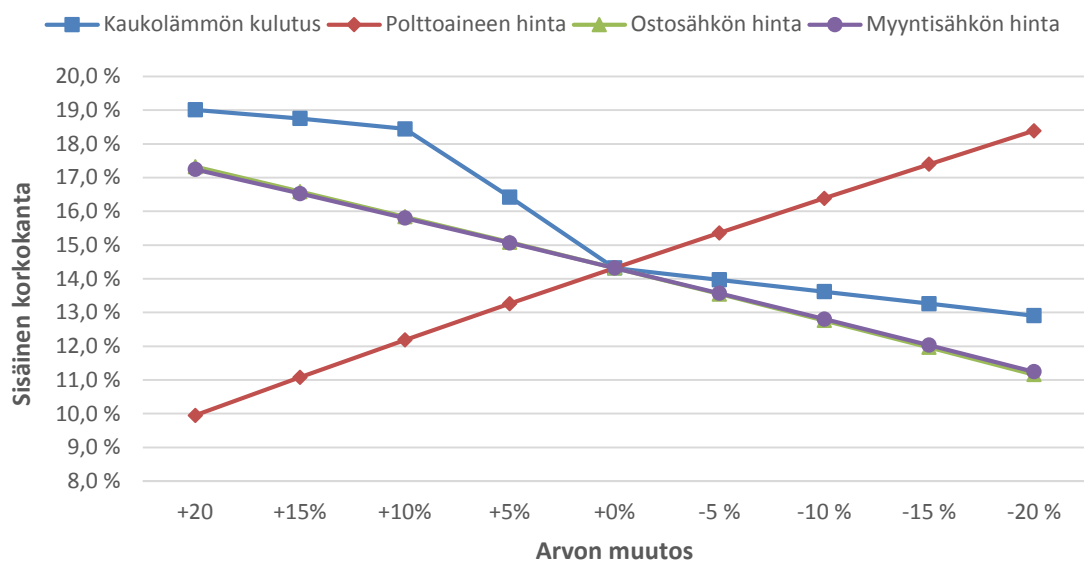
Kaukolämmön kulutuksen muutoksia simuloitiin siten, että K1-kattilan savukaasupesurin tuotto ja asiakas A:n kaukolämmön kulutus pidettiin vakioina, ja pelkästään kaukolämpöverkon kulutusta muutettiin. Muutokset toteutettiin siten, että kaukolämmön kuukausittainen kulutus nousi jokaisen kuukauden osalta tietyn prosenttiosuuden verran, jolloin myös koko vuoden kulutus kasvoi samassa suhteessa. Näin pyrittiin jäljittelemään kaukolämpöverkon laajenemisesta aiheutuvaa kulutuksen kasvua. Ostettavan sähkön hinnan muutoksissa vaikutus huomioitiin pelkästään sähköenergian hinnassa, sillä voidaan olettaa, ettei sähkön siirron hinta ja sähkövero muutu tulevina vuosina merkittävästi.

Herkkyystarkastelussa muutettiin vain yhden muuttujan arvoa kerrallaan, ja muut muuttajat pidettiin oletusarvoissaan. Herkkyystarkastelun mittareina käytettiin sisäistä korkokantaa ja korollista takaisinmaksuaikaa. Kaikkien tarkastelussa käytettyjen muuttujien arvoja tarkasteltiin välillä -20 % - +20 % oletusarvosta 5 % välein. Kuvassa 5.8 on esitetty herkkyystarkastelun tulokset, kun tarkasteltiin investoinnin sisäistä korkokantaa, ja simulaatioissa ei huomioitu energiatukea.



**Kuva 5.8.** Investoinnin sisäisen korkokannan herkkyystarkastelu sähkön enimmäistuotannolla ilman energia- ja tuotantotukea. Vaaka-akselin arvo +0 % vastaa mallin oletusarvoja.

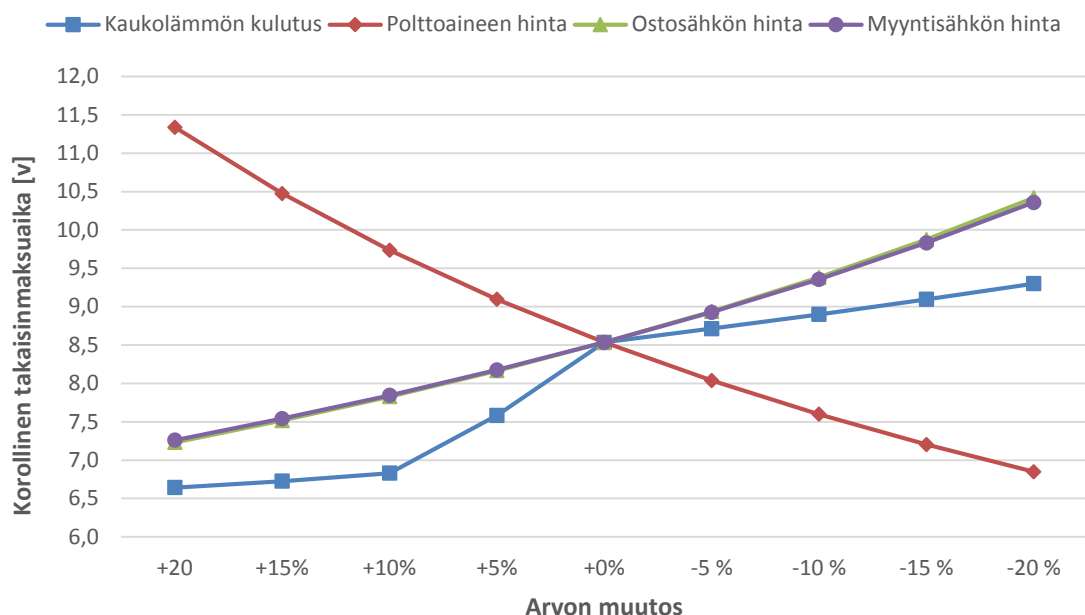
Muut kuvan 5.8 käyrät ovat lähes suoria, paitsi kaukolämmön kulutuksen muutoksien herkkyyttä kuvaava käyrä. Tämä johtuu siitä, että kaukolämmön kulutuksen kasvaessa sähköntuotanto mahdollistuu sellaisten kuukausien aikana, jolloin se ei ole mahdollista kulutuksen oletusarvoilla. Kun kaukolämmön kulutus kasvaa 5 %, keskimääräinen tuotanto on mahdollista luvussa 5.3 käsitellyn tilanteen lisäksi myös syyskuussa. Kun kulutus kasvaa 10 %, tuotanto mahdollistuu myös toukokuussa. Sisäisen korkokannan herkkyystarkastelu tehtiin erikseen myös investoinnille, jolle maksetaan 15 % energiatuki. Sen tulokset on esitetty kuvassa 5.9, jossa käyrien muodot vastaavat kuvan 5.8 käyriä, mutta vastaava sisäinen korkokanta on noin kolmesta neljään prosenttiyksikköä suurempi.



**Kuva 5.9.** Investoinnin sisäisen korkokannan herkkyyštarkastelu sähkön enimmäistuotannolla, kun simulaatioissa on huomioitu 15 % energiatuki, mutta ei tuotantotukea.

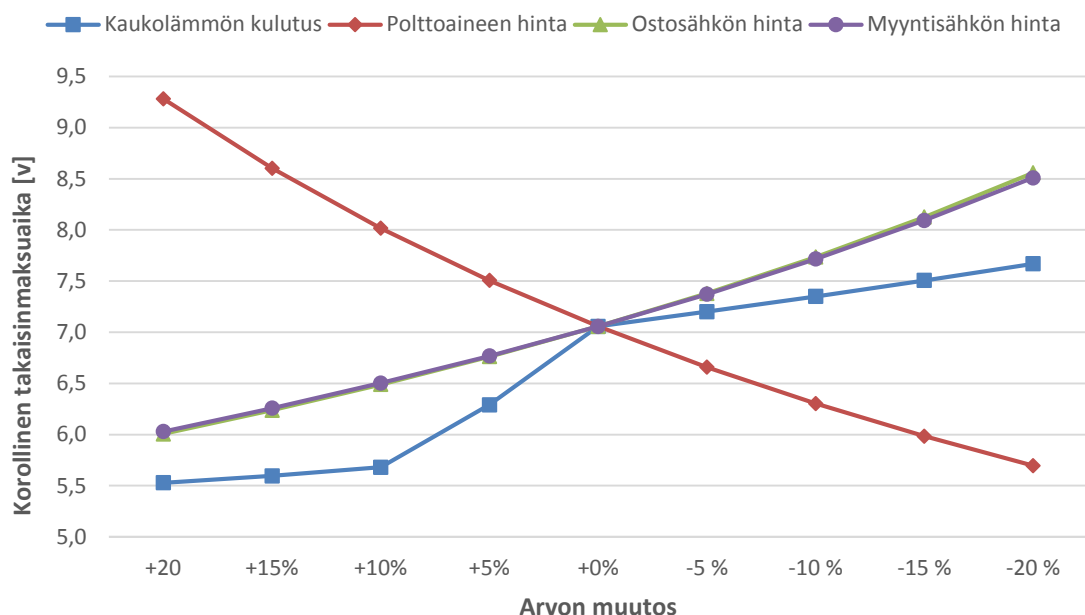
Kuvien 5.8 ja 5.9 perusteella ostettavan ja myytävän sähkön hinnan muutoksista aiheutuvat sisäisen korkokannan muutokset ovat lähes yhtä suuria, ja niiden vaikutus on vähäisempi kuin kaukolämmön kulutuksen tai polttoaineen hinnan muutosten vaikutus. Kaukolämmön kulutuksen lisääntyminen kasvattaa investoinnin sisäistä korkokantaa eniten, kun tarkastellaan alle 10 % arvon muutoksia. Tätä suuremmilla kaukolämmön kulutuksen muutoksilla sisäinen korkokanta kasvaa huomattavasti hitaammin, ja polttoaineen hinnan aleneminen kasvattaa tällöin sisäistä korkokantaa eniten. Toisaalta kaukolämmön kulutuksen vähentyminen laskee sisäistä korkokantaa vähiten ja polttoaineen hinnan kasvaminen eniten. Kuvassa 5.10 on esitetty vastaavan herkkyyštarkastelun tulokset, kun tarkastelu tehtiin korollisen takaisinmaksuajan suhteen.





**Kuva 5.10.** Investoinnin korollisen takaisinmaksuajan herkkyystarkastelu sähkön enimmäistuotannolla ilman energia- ja tuotantotukea.

Poiketen edellisistä kuvista, kuvan 5.10 käyrät ovat lievästi kaarevia. Kaukolämmön kulutusta kuvaavassa käyrässä on jälleen nähtävissä tuotantokelpoisten kuukausien määrän lisääntyminen kulutuksen kasvaessa, ja muiltakin osin tulokset vastaavat sisäisen korkokannan suhteen tehtyä herkkyystarkastelua. Myös korollisen takaisinmaksuajan herkkyyttä tarkasteltiin, kun investoinnille maksetaan 15 % energiatuki, ja kyseisen tarkastelun tulokset on esitetty kuvassa 5.11. Kuvan käyrät ovat lähes identtisiä kuvan 5.10 kanssa, mutta vastaavat takaisinmaksuajat ovat noin vuodesta yli kahteen vuoteen lyhempiä.



**Kuva 5.11.** Investoinnin korollisen takaisinmaksuaajan herkkyytarkastelu sähkön enimmäistuotannolla, kun simulaatioissa on huomioitu 15 % energiatuki, mutta ei tuotantotukea.

Kuvien 5.8–5.11 perusteella investoinnin kannattavuuteen vaikuttavat eniten kaukolämmön kulutuksen ja polttoaineen hankintahinnan muutokset. Kaukolämmön kulutuksen pienikin lisääntyminen parantaa sähköntuotannon kannattavuutta merkittävästi. Jos kulutus kasvaa kuitenkin yli 10 %, investoinnin kannattavuus ei parane enää yhtä paljon, sillä tällöin 15 MW:n kaukolämmönsiirrin toimii vuoden kylminä kuukausina nimellisellä enimmäistehollaan, jolloin myöskään sähköntuotantotehoa ei voida enää kasvattaa. Kaukolämmön kulutuksen osalta herkkyytarkastelun tulokset ovat varsin lupaavia, sillä ainakin tähän mennessä tarkasteltavan laitoksen yhteydessä oleva kaukolämpöverkko on laajentunut vuosittain, ja on todennäköistä, että se laajenee myös tulevana vuosina. Edellisten vuosien kaukolämmön kulutuslukemia vertailemalla voidaan todeta, että kaukolämmön kulutus on kasvanut yli kahden prosentin vuosivauhtia, kun huomioidaan kuukauden keskilämpötilat. Näin ollen on odotettavissa, että laitoksella voidaan tuottaa jo lähivuotina sähköä myös syyskuun aikana.

Eniten investoinnin kannattavuutta heikentää sähköntuotantoon käytettävän polttoaineen hinnan nouseminen. Laitoksen polttoaineen hankintasuunnitelman perusteella kiinteän polttoaineen hinta on kuitenkin laskenut edellisinä vuosina jonkin verran, ja on odotettavissa, että lähivuotina hinnassa ei tapahdu suuria muutoksia. Jos polttoaineen hinta nousee merkittävästi sähkön hinnan laskiessa tai pysyessä nykytasolla, myytävän sähkön tuotanto voi muuttua tappiolliseksi. Kuvien 5.8–5.11 perusteella pienet hinnan muutokset eivät kuitenkaan tee investoinnista kannattamatonta. Lisäksi on odotettavissa, että kaukolämpöverkko laajenee, jolloin kasvava kaukolämmön kulutus kompensoi polttoaineen hinnan noususta aiheutuvaa kannattavuuden heikkenemistä.

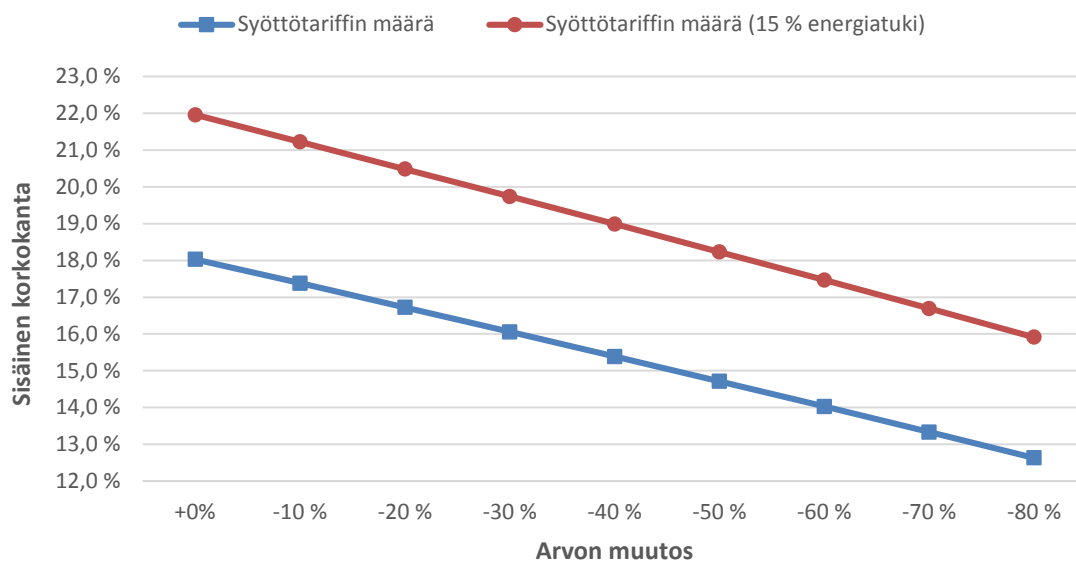
Laitokselle ostettavan ja verkkoon myytävän sähkön hintojen muutokset vaikuttavat investoinnin kannattavuuteen lähes saman verran, ja niiden vaikutus on vähäisempi kuin kaukolämmön kulutuksen ja polttoaineen hinnan muutoksilla. Spot-hintojen futuuriarvojen perusteella sähkön hinnan voidaan olettaa pysyvän nykytasolla lähitulevaisuudessa. On myös mahdollista, että sähkön Spot-hinta laskee maltillisesti, mutta sillä ei ole tulosten perusteella suurta vaikutusta investoinnin kannattavuuteen. Sen sijaan merkittävä Spot-hinnan lasku voi tehdä myytävän sähkön tuottamisesta tappiollista, ja siten investoinnin kannattavuus voi heikentyä merkittävästi.

Mallissa myytävän sähkön hinnalle käytetään ennustetta sähkön Spot-hinnan vuoden keskiarvosta, ja siten sen arvo ei muutu kuukausitasolla. Siksi malli ei ota huomioon lyhyen aikavälin Spot-hinnan muutosten vaikutusta sähköntuotannon kannattavuuteen. Todellisuudessa sähköntuotanto voi olla jopa mallinnettua kannattavampaa, sillä myytävän sähkön tuotantohuiput ajoittuvat vuoden kylmimmille kuukausille, jolloin sähkön hinta on tyypillisesti vuoden keskiarvohintaa korkeampi. Vastaavasti kesäkuukausina, jolloin sähkön Spot-hinta on yleensä alhaisimmillaan, laitoksella ei tuoteta sähköä ollenkaan. Siten laitokselta myytävän sähkön keskiarvohinta voi olla ennustettua Spot-hinnan vuosikeskiarvoa korkeampi, ja investoinnin kannattavuus vastaavasti parempi.

Sähkön hinnan muutoksissa ei kuitenkaan ole huomioitu sitä, että Spot-hinnan merkittävät, pidempikestoiset muutokset vaikuttavat todennäköisesti myös laitokselle ostettavan sähkön hintaan. Näin ollen sähkön Spot-hinnan muutosten aiheuttamat vaikutukset sähköntuotannon kannattavuuteen saattavat olla todellisuudessa suurempia, ja muutoksien vaikutusta täytyisi arvioida myytävän ja ostettavan sähkön hintamuutosten vaikutuksien summana.

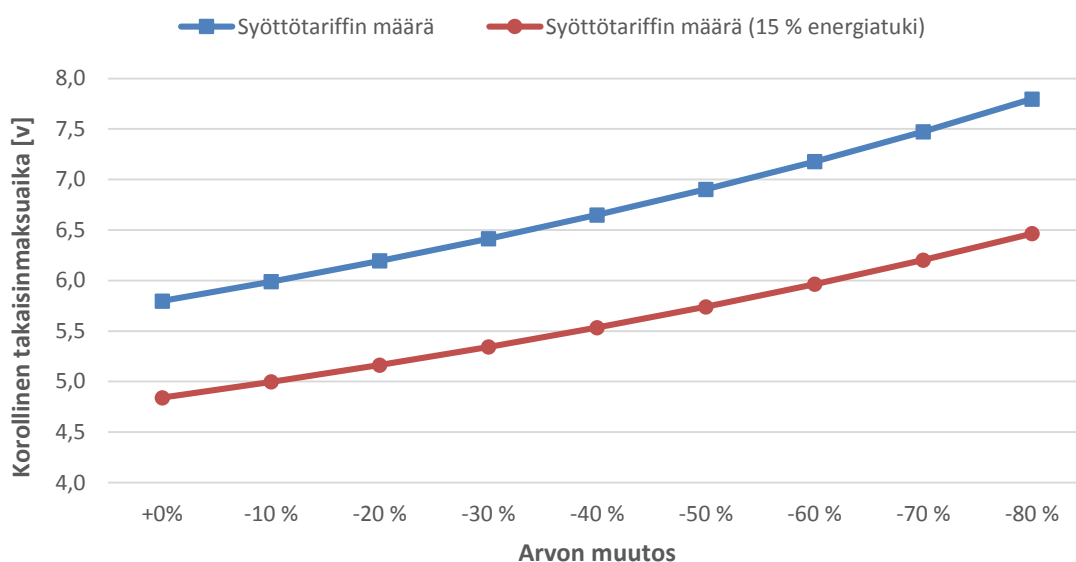
### 5.4.3 Tuotantotuen määrä

Viimeisenä herkkyystarkastelu tehtiin metsähakkeen syöttötariffilla tuetulle sähkön enimmäistuotannolle. Tarkastelussa huomioitiin vain syöttötariffin määrän muutokset, sillä muiden sähköntuotannon kannattavuuteen vaikuttavien muuttujien arvojen muutokset aiheuttavat samanlaisia muutoksia syöttötariffilla tuetun sähköntuotannon kannattavuuteen kuin edellisessä luvussa tarkastellun tuettoman enimmäistuotannon kannattavuuteen. Herkkyystarkastelu toteutettiin siten, että syöttötariffin määrää laskettiin 10 % välein sen enimmäisarvosta arvoon -80 %. Kuvassa 5.12 on esitetty herkkyystarkastelun tulokset investoinnin sisäisen korkokannan avulla.



**Kuva 5.12.** Investoinnin sisäisen korkokannan herkkyystarkastelun tulokset sähkön enimmäistuotannolla, kun simulaatioissa on huomioitu tuotantotuki. Punaisen käyrän tuloksissa on huomioitu lisäksi 15 % energiatuki.

Kuvan 5.12 käyrät ovat silmämääräisesti katsottuna suoria, ja siten syöttötariffin määrän muutokset vaikuttavat investoinnin sisäiseen korkokantaan lineaarisesti. Käyrien perusteella 10 % lasku syöttötariffin määrässä vastaa noin 0,7-0,8 prosenttiyksikön sisäisen korkokannan laskua. Saman herkkyystarkastelun tulokset investoinnin korollisen takaisinmaksuajan suhteen on esitetty kuvassa 5.13. Saadut tulokset vastaavat kuvan 5.12 tuloksia, mutta käyrät ovat kuvien 5.10 ja 5.11 tapaan kaarevia.



**Kuva 5.13.** Investoinnin korollisen takaisinmaksuajan herkkyystarkastelu sähkön enimmäistuotannolla, kun simulaatioissa on huomioitu tuotantotuki. Punaisen käyrän tuloksissa on huomioitu myös 15 % energiatuki.

Metsähakkeen syöttötariffin muutoksia ei ole mahdollista ennustaa tarkasti. Lyhyellä aikavälillä sen voidaan olettaa pysyvän nykyarvossaan, mutta turpeen vero ja varsinkin päästöoikeuden hinta voivat muuttua nopeastikin, jolloin syöttötariffilla tuettavan sähkötuotannon kannattavuus voi laskea merkittävästi. Syöttötariffijärjestelmän muutokset riippuvat poliittisista päätöksistä, ja siten myös syöttötariffin laskentaperiaatteet ja enimmäismäärä saattavat muuttua tulevana vuosina. Sähkötuotanto on kuitenkin jo ilman tuotantotukea melko kannattavaa, joten syöttötariffin muutokset tuskin tekevät investoinista kannattamatonta. Toisaalta, jos investointi on kannattamaton ilman tuotantotukea, sitä tuskin kannatta toteuttaa, sillä ei ole varmaa, voidaanko tarkasteltu laitos hyväksyä syöttötariffijärjestelmän piiriin. Lisäksi syöttötariffia ei välttämättä voida maksaa, jos laitoksella ei tulevaisuudessa käytetä polttoaineena riittävästi metsätähdehaketta.

## 6. YHTEENVETO

Tässä diplomityössä mallinnettiin yhdistettyä lämmön- ja sähköntuotantoa paikallisella kiinteää polttoainetta käyttävällä lämpölaitoksella, ja arvioitiin tulosten perusteella tuotannon teknisiä edellytyksiä ja taloudellista kannattavuutta. Tarkastelun kohteena käytiin Adven Oy:n erästä lämpölaitosta, jossa tuotetaan kaukolämpöä eräälle kaupungille ja prosessihöyryä kolmelle teollisuusasiakkaalle.

Sähköntuotannon kannattavuutta arvioitiin staattisella mallilla, joka kehitettiin tämän työn yhteydessä. Kehitetty kokonaismalli koostuu prosessimallista ja talousmallista sekä niiden sisäänmenoista. Prosessimallin sisäänmenot ovat kuukausittain vaihtuvia, ja siten prosessimallissa tarkastellaan yhden kuukauden keskimääräistä tuotantotilannetta kerrallaan. Talousmallin sisäänmenot ovat vakioita prosessimallin ulostuloja lukuun ottamatta, ja niiden perusteella määritetään sähköntuotannosta saatavat tulot ja siitä aiheutuvat menot. Talousmallissa lasketaan prosessimallissa tarkasteltavan kuukauden sähköntuotannon tulos, ja koko vuoden tulos määritetään erillisten kuukausien tulosten summana. Investoinnin taloudellinen kannattavuus määritetään vuoden tuloksen perusteella neljällä yleisellä kannattavuuslaskentamenetelmällä.

Prosessimallilla saatujen tulosten perusteella sähkön tuottaminen kasvattaa KPA-kattiloiden yhteenlaskettua keskimääräistä kattilatehoa enimmillään hieman yli seitsemän prosenttia kuukaudessa, kun prosessin toimintaa simuloitiin kokonaismallin oletusarvoilla. Kattiloiden keskimääräinen teho ei myöskään ylittänyt niiden nimellistehoa minkään kuukauden aikana. Näin ollen sähköntuotanto on ainakin prosessiteknisestä näkökulmasta mahdollista tarkasteltavalla lämpölaitoksella.

Kehitetyn mallin avulla tarkasteltiin erikseen lämpölaitoksen omakäyttösähkön tuotantoa ja sähkön enimmäistuotantoa. Omakäyttösähkön tuottaminen on mallinnuksessa käytettäväksi valitulla kolmen megawatin vastapaineturbiinilla mahdollista vain viitenä kuukautena vuodessa, sillä laitoksen sähkönkulutus on sen verran vähäistä, ettei pelkän omakäyttösähkön tuottamiseksi turbiinin läpi johdettava höyryvirtaus ole riittävän suurta sähköntuotantoa varten muiden kuukausien aikana. Omakäyttösähkön tuottaminen ei myöskään ole taloudellisesti kannattavaa, vaikka investointikustannuksissa huomioidaan 15 % energiatuki. Jos laitoksella halutaan tuottaa vain omakäyttösähköä, sinne kannattaa hankkia pienempi turbiini, joka vastaa nimellisteholtaan tarkemmin laitoksen sähkönkulutuksen suuruutta.

Lämpölaitoksen kuukausittainen kaukolämpökuorma määrittää sähkön enimmäistuotannon määrän, joka on huomattavasti laitoksen omakäyttöä suurempaa useimpina vuoden kuukausina. Mallinnuksessa käytetyillä kaukolämmön kuukausittaisilla kulutusennusteilla sähkön enimmäistuotanto oli mahdollista seitsemänä kuukautena vuodessa. Näiden

kuukausien osalta pystytään tuottamaan keskimäärin kaikki laitoksen omakäyttösähkö ja myös myytävää sähköä. Tällöinkin vuodessa on edelleen viisi kuukautta, jolloin sähköntuotanto ei ole keskimääräisessä tilanteessa mahdollista. Talousmallin tulosten perusteella sähkön enimmäistuotanto on kuitenkin huomattavasti kannattavampaa kuin pelkän omakäyttösähkön tuotanto. Kun simulaatioissa huomioitiin lisäksi metsähakkeen syöttötariffi, jota voidaan maksaa metsähakkeella tuotetulle myytävälle sähkölle, saatujen tulosten perusteella investointia voidaan pitää hyvin kannattavana.

Tehdyn herkkyystarkastelun perusteella jo pieni kaukolämmön kulutuksen lisääntyminen voi parantaa sähköntuotannon kannattavuutta merkittävästi. Kun kuukausittainen kulutus kasvaa 5 %, sähkön keskimääräinen enimmäistuotanto on mahdollista kahdeksana kuukautena vuodessa, ja kun kulutus kasvaa vastaavasti 10 %, tuotanto on mahdollista yhdeksänä kuukautena vuodessa. Tämän suuruinen kaukolämmön kulutuksen lisääntyminen on mahdollista, sillä kaukolämpöverkko todennäköisesti tulee laajentumaan tulevina vuosina.

Kehitetty prosessimalli ei kuitenkaan ole sähköntuotannon määrän osalta täysin tarkka, sillä vastapaineturbiini mallinnettiin siten, että sen isentrooppinen hyötysuhde on vakio. Todellisuudessa isentrooppinen hyötysuhde muuttuu jonkin verran turbiinin läpi johdettavan höyryn massavirran funktiona, ja siten esimerkiksi pienillä virtauksilla massavirtaan suhteutettu turbiiniteho on matalampi kuin suurilla virtauksilla. Virhe ei kuitenkaan ole suuri, sillä pienen mittakaavan höyryturbiinit ovat rakenteeltaan hyvin yksinkertaisia, ja siksi niiden isentrooppinen hyötysuhde ei muutu virtauksen funktiona yhtä paljon kuin suurissa moniväyhyketurbiineissa. Jos mallinnuksen tuloksista halutaan kuitenkin tarkempia, täytyy mallinnettavasta turbiinista saada kattavammat tiedot, ja käyttää esimerkiksi Willan's line -relaatiota turbiinin mallintamisessa.

Tässä työssä käytetty vastapaineturbiini oli ylimitoitettu tarkasteltavalla lämpölaitoksella käytettäväksi, sillä 15 MW:n kaukolämmönsiirtimeen yhteydessä sen kuorma voi olla suurimmillaan noin 1,7 MW. Siksi sähköntuotannon kannattavuutta kannattaisi simuloida tässä työssä kehitetyllä mallilla myös pienemmille turbiineille. Tällöin keskimääräinen sähköntuotanto saattaisi olla mahdollista käytetyillä kaukolämmön kulutusennusteilla useampina kuukausina vuodessa. Sähköntuotanto saattaa olla mahdollista useampina kuukausina myös, jos K1-kattilan savukaasupesurin lämmön talteenottoa vähennetään, sillä savukaasupesuri pienentää 15 MW:n kaukolämmönsiirtimeen kuormaa. Siksi kehitettyä mallia voidaan käyttää savukaasupesurin lämmön talteenoton ja sähköntuotannon määrän väliseen optimointiin.

Prosessimallissa ei huomioitu myöskään kaukolämpöakkua, vaikka lämpölaitokselle saatetaan hankkia sellainen. Lisäksi työssä oletettiin, että keskimäärin kaikki lämpölaitoksen energiankulutus pystytään kattamaan KPA-kattiloilla. Todellisuudessa esimerkiksi kylmien päivien aiheuttamien kaukolämmön kulutushuippujen aikana laitoksella joudutaan

käyttämään öljykattiloita. Siksi mahdollisissa jatkotutkimuksissa kannattaa arvioida kaukolämpöakun vaikutuksia käytettävän varapolttoaineen määrän lisäksi myös sähköntuotantoon. Kaukolämpöakun käyttö saattaa mahdollistaa osa-aikaisen sähköntuotannon myös lämpimien kuukausien osalta, jolloin kaukolämmön kulutus on muuten liian vähäistä. Kaukolämpöakun toiminnan mallintaminen edellyttää kuitenkin dynaamisen mallin kehittämistä, joten sen vaikutuksia ei voida simuloida tässä työssä kehitetyllä mallilla.



## LÄHTEET

- [1] 2004/8/EY, Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi hyötylämmön tarpeeseen perustuvan sähkön ja lämmön yhteistuotannon edistämisestä sisämarkkinoilla ja direktiivin 92/42/ETY muuttamisesta, 2004.
- [2] T. Savola, Modelling biomass-fuelled small-scale chp plants for process synthesis optimisation, Doctoral dissertation, Helsinki University of Technology, 2007, 111 p.
- [3] K. Sipilä, E. Pursiheimo, T. Savola, I. Keppo, C.J. Fogergolm ja P. Ahtila, Small-Scale Biomass CHP Plant and District Heating, VTT Tiedotteita - Research Notes 2301, Espoo 2005, 129 p. + app. 7 p. Saatavissa: <http://www2.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2005/T2301.pdf>.
- [4] M. Kirjavainen, K. Sipilä, T. Savola, M. Salomón ja E. Alakangas, Small-scale biomass CHP technologies - Situation in Finland, Denmark and Sweden, VTT Processes, Espoo 2004, 76 p. Saatavissa: [http://www.opet-chp.net/download/wp2/small\\_scale\\_biomass\\_chp\\_technologies.pdf](http://www.opet-chp.net/download/wp2/small_scale_biomass_chp_technologies.pdf).
- [5] T. Haavisto, Puupolttoaineisiin perustuvat pien- CHP tekniikat, Joensuu 2010, 9 s. Saatavissa: [http://www.karelia.fi/biostuli/materiaalit/Pien-CHP-katsaus\\_raportti\\_v11.pdf](http://www.karelia.fi/biostuli/materiaalit/Pien-CHP-katsaus_raportti_v11.pdf).
- [6] T. Savola ja I. Keppo, Off-design simulation and mathematical modeling of small-scale CHP plants at part loads, Applied Thermal Engineering, Vol. 25, Iss. 8-9, 2005, pp. 1219-1232.
- [7] J. Anttila, R. Bergman, M. Horttanainen, J. Kaikko, K. Kakko, A. Lana, T. Lindh, M. Luoraniemi, J. Malinen, H.-M. Manninen, E. Marttila, J. Nerg, M. Pasila-Lahtinen ja J. Pyrhönen, Hajautetun energiatuotannon modulaarinen yhdyskunnan sivuainevirtoja hyödyntävä CHP-laitos, Lappeenranta teknillinen yliopisto, Lappeenranta 2008, 117 s.
- [8] S. Kallio, Modelling of a combined heat and power system, Master of science thesis, Tampere University of Technology, 2012, 102 p. + app. 7 p.
- [9] V. Jokinen, Erään yhteistuotantolaitoksen tuotannon energiataloudellinen tarkastelu, Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2014, 87 s. + liit. 2 s.
- [10] E. Kokkonen, Sähkön omatuotannon kannattavuustarkastelu, Diplomityö, Lappeenranta teknillinen yliopisto, 2005, 85 s. Saatavissa:

<http://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/30353/TMP.objres.75.pdf?sequence=1>.

- [11] M. Wallin, Pienen kokoluokan CHP-tuotannon kannattavuus kunnallisen lämpölaitoksen yhteydessä, Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2012, 115 s. + liitt. 4 s. Saatavissa: [http://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/79909/Pienen%20kokoluokan%20CHP%20tuotannon%20kannattavuus%20kunnallisen%20l%C3%A4mp%C3%B6laitoksen%20yhteydess%C3%A4\\_Matti%20Wallin\\_22.8.2012.pdf?sequence=1](http://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/79909/Pienen%20kokoluokan%20CHP%20tuotannon%20kannattavuus%20kunnallisen%20l%C3%A4mp%C3%B6laitoksen%20yhteydess%C3%A4_Matti%20Wallin_22.8.2012.pdf?sequence=1).
- [12] I. Cameron ja K. Hangos, Process Modelling and Model Analysis, Academic Press, London, UK, 2001, 534 p.
- [13] P. Lautala, ACI-21130 Teollisuusprosessien mallintaminen ja säätörakenteet, Tampereen teknillinen yliopisto, Opintomoniste, 2011.
- [14] R. Raiko ja K. Kivelä, ENER-8010 Energiatekniikan perusteet, Tampereen teknillinen yliopisto, Energia ja prosessitekniikka, Opintomoniste, 2011, 175 s.
- [15] R. Raiko, J. Saastamoinen, M. Hupa ja I. Kurki-Suonio, Poltto ja palaminen, toinen täydennetty painos, Teknillistieteelliset akatemit, Helsinki, 2002, 750 s.
- [16] M. Flyktman, R. Impola ja V. Linna, Kotimaista polttoainetta käyttävien 0,5...30 MW kattilalaitosten tekniset ratkaisut sekä palamisen hallinta, Ympäristöministeriö, 2012, 47 s. + liitt. 3 s.
- [17] Teollisuuden energiatekniikka - Peruskaavat ja -käsitteet - Versio 2011, Aalto-yliopisto, Energiatalous ja voimalaitostekniikka, 2011, 36 s. Saatavissa: [https://noppa.aalto.fi/noppa/kurssi/ene-59.4101/lisatty11521/Ene-59\\_4101\\_peruskaavat\\_ja\\_kasitteet.pdf](https://noppa.aalto.fi/noppa/kurssi/ene-59.4101/lisatty11521/Ene-59_4101_peruskaavat_ja_kasitteet.pdf).
- [18] Adven Oy:n lämpölaitosten tekniset tiedot, rajoitettu saatavuus.
- [19] P. Quaak, H. Knoef ja H. Stassen, Energy from Biomass - A Review of Combustion and Gasification Technologies, World Bank Technical Paper no. 422, Washington 1999, 78 p.
- [20] T.-M. Tveit, T. Savola ja C.-J. Fogelholm, Modelling of steam turbines for mixed integer nonlinear programming (MINLP) in design and off-design conditions of CHP plants, Proceedings of the 46th Conference on Simulation and Modeling, Trondheim, Norway, 13-14 October 2005, Trondheim, Tapir Academic Press, pp. 335-344.

- [21] R. Raiko ja I. Saarenpää, KEB-43100 Höyrytekniikka - Luentomoniste 2014, Tampereen teknillinen yliopisto, Voimalaitos- ja polttotekniikka, 2014, 254 s.
- [22] Adven Oy:n lämpölaitosten säätökaaviot, rajoitettu saatavuus.
- [23] R. Raiko, ENER-8100 Energiatalous, Tampereen teknillinen yliopisto, Energia ja prosessitekniikka, Opintomoniste, 2013, 210 s.
- [24] Adven Oy avaintiedot, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 8.4.2015): <http://www.adven.fi/pages/view/yritys-avaintiedot>,
- [25] Adven Oy historia, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 8.4.2015): <http://www.adven.fi/pages/view/yritys-historia>,
- [26] The International Association for the Properties of Water and Steam, Revised Release on the IAPWS Industrial Formulation 1997 for the Thermodynamic Properties of Water and Steam, Lucerne, Switzerland 2007, 49 p. Saatavissa: <http://www.iapws.org/relguide/IF97-Rev.pdf>.
- [27] Ilmatieteen laitoksen kuukausitilastot, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 16.4.2015): <http://ilmatieteenlaitos.fi/kuukausitilastot>,
- [28] P. Pirinen, H. Simola, J. Aalto, J.-P. Kaukoranta, P. Karlsson ja R. Ruuhela, Tilastoja Suomen ilmastosta 1981-2010, Ilmatieteen laitos - raportteja 2012:1, Helsinki 2012, 94 s. Saatavissa: [https://helda.helsinki.fi/bitstream/handle/10138/35880/Tilastoja\\_Suomen\\_ilmasto\\_sta\\_1981\\_2010.pdf](https://helda.helsinki.fi/bitstream/handle/10138/35880/Tilastoja_Suomen_ilmasto_sta_1981_2010.pdf).
- [29] Tilasto: Energian hinnat. 4. Vuosineljännes 2014, Liitekuvio 3. Voimalaitospolttoaineiden hinnat lämmöntuotannossa (Korjattu 23.3.2015), Tilastokeskus, Helsinki 2015. Saatavissa (viitattu 18.5.2015): [http://www.stat.fi/til/ehi/2014/04/ehi\\_2014\\_04\\_2015-03-19\\_kuv\\_003\\_fi.html](http://www.stat.fi/til/ehi/2014/04/ehi_2014_04_2015-03-19_kuv_003_fi.html).
- [30] Caruna Oy, Verkkopalveluhinnasto 1.1.2015. Saatavissa (viitattu 18.5.2015): <https://www.caruna.fi/asiakaspalvelu/hinnastot-ja-sopimusehdot/sahkonsiirron-hinta>.
- [31] Energia Group Oy, Sähkömarkkinakatsaus ja ennuste 11.5.2015 (rajoitettu saatavuus).

- [32] Caruna Oy, Tuotantolaitteiden vaatimukset ja hinnastot. Saatavissa (viitattu 21.5.2015): <https://www.caruna.fi/tietoa-ja-ohjeita/nain-tuotat-oman-sahkosi/pientuotanto>.
- [33] Energiavirasto, Sähkönjakeluverkon komponenttien yksikköhinnat vuodelle 2014. Saatavissa (viitattu 21.5.2015): <http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/S%C3%A4hk%C3%B6njakeluverkon+komponenttien+yksikk%C3%B6hinnat+vuodelle+2014.xlsx/dfa3136e-232e-4472-8e5c-ab032c6a1564>.
- [34] J. Heikkilä, Kauttuan voimalaitoksen päällikkö. Adven Oy. Keskustelut 2.2.2015-4.5.2015.
- [35] Tulli, Valmistusverotuksen ohje 21 - Energiaverotus - toukokuu 2015. Saatavissa (viitattu 21.5.2015): [http://www.tulli.fi/fi/suomen\\_tulli/julkaisut\\_ja\\_esitteet/asiakasohjeet/valmisteverotus/tiedostot/021.pdf](http://www.tulli.fi/fi/suomen_tulli/julkaisut_ja_esitteet/asiakasohjeet/valmisteverotus/tiedostot/021.pdf).
- [36] Työ- ja elinkeinoministeriön energiatuki, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 21.5.2015): <https://www.tem.fi/energia/energiatuki>.
- [37] Työ- ja elinkeinoministeriön energiatuen suuruus, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 21.5.2015): [https://www.tem.fi/energia/energiatuki/tuen\\_maara](https://www.tem.fi/energia/energiatuki/tuen_maara).
- [38] Laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta, L 30.12.2010/1396, 2010. Saatavissa: <http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2010/20101396>.
- [39] Valtioneuvoston asetus uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta, L 30.12.2010/1397, 2010. Saatavissa: <http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2010/20101397>.
- [40] Työ- ja elinkeinoministeriön tiedotteet: Hakesähkön tuotantotukeen 13 %:n lisäys, järeän puun tuki laskee, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 21.5.2015): [http://www.tem.fi/energia/tiedotteet\\_energia?89519\\_m=117718](http://www.tem.fi/energia/tiedotteet_energia?89519_m=117718).
- [41] Kauppa- ja teollisuusministeriön asetus voimalaitosten omakäyttölaitteista, L 309/2003, 2003. Saatavissa: <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2003/20030309>.

## LIITE A: PROSESSIMALLIN OLETUSARVOT

	Arvo
<b>Yleiset</b>	
KPA-kattiloiden hyötysuhde [%]	78,2
Tuorehöyryn paine [bar] / lämpötila [°C]	20 / 212,4
Omakäyttö- ja häviöteho [% höyryn kokonaiskulutustehosta]	4,0
Kaukolämmön omakäyttöteho [% kaukolämpöverkon kuormasta]	5,0
Pehmennetyn lisäveden paine [bar] / lämpötila [°C]	4,0 / 80,0
<b>Kattila K1 ja K1:n syöttövesisäiliö</b>	
Osuus tuorehöyryn tuotannosta [%]	60,0
K1-kattilan syöttövesisäiliön paine [bar] / lämpötila [°C]	1,3 / 105,0
K1-kattilan syöttövesipumppujen hyötysuhde [%]	54,0
Syöttöveden paine K1-kattilan syöttövesipumppujen jälkeen [bar]	35,0
K1-kattilan lieriön ulospuhallus ja nuohoushöyry [% syöttövedestä]	3,0
<b>Kattila K4 ja K4:n syöttövesisäiliö</b>	
Osuus tuorehöyryn tuotannosta [%]	40,0
K4-kattilan syöttövesisäiliön paine [bar] / lämpötila [°C]	1,5 / 110,0
K4-kattilan syöttövesipumppujen hyötysuhde [%]	53,7
Syöttöveden paine K4-kattilan syöttövesipumppujen jälkeen [bar]	22,0
K4-kattilan lieriön ulospuhallus ja nuohoushöyry [% syöttövedestä]	2,0
<b>10 MW kaukolämmönsiirrin</b>	
Höyrypuolen paine [bar]	3,0
Jälkijäähdytys [°C]	50,0
<b>15 MW kaukolämmönsiirrin</b>	
Höyrypuolen paine (min / max) [bar]	1,17 / 2,2
Asteisuus [°C]	3,0
Lauhteen jälkijäähdytyksen [°C]	24,0
Höyrypuolen painehäviö [% tulopaineesta]	13,0
Lauhdepumppujen tuottama paine-ero [bar]	2,28
Lauhdepumppujen hyötysuhde [%]	71,9
<b>Turbiini, generaattori ja muuntaja</b>	
Turbiinin maksimiteho [MW]	3,0
Minimi höyryvirtaus [kg/s]	1,97
Generaattorin ja turbiinin mekaaninen hyötysuhde [%]	94,0
Muuntajan hyötysuhde [%]	97,0
Turbiinin isentrooppinen hyötysuhde [%]	51,0
<b>Prosessihöyryjärjestelmä</b>	
Asiakkaan A lauhteen palautus [% menohöyrystä]	97,3
Asiakkaan A lauhteen lämpötila [°C]	85,0
Asiakkaan B lauhteen palautus [% menohöyrystä]	28,6
Asiakkaan B lauhteen lämpötila [°C]	100,0
Lauhdesäiliön paine [bar]	1,5
Lauhdesäiliön lauhdepumppujen tuottama paine-ero [bar]	2,5
Lauhdepumppujen hyötysuhde [%]	70,0

## LIITE B: HERKKYYSTARKASTELUIDEN TULOKSET

**Taulukko 1.** Herkkyystarkastelun tulokset kaukolämmön kulutuksen muutoksille sähkön enimmäistuotannolla. Taulukossa on esitetty erikseen tuettoman ja 15 % energiatuella tuettavan investoinnin kannattavuus. Lisäksi taulukossa on ilmoitettu niiden kuukausien lukumäärä, jolloin sähköntuotanto on mahdollista vuoden aikana.

	20 %	15 %	10 %	5 %	0 %	-5 %	-10 %	-15 %	-20 %
<b>Kuukausien lukumäärä, jolloin tuotanto mahdollista</b>	9	9	9	8	7	7	7	7	7
<b>Nettokassavirta</b>	161 680,27 €	159 913,64 €	157 780,10 €	144 124,85 €	130 345,94 €	128 089,10 €	125 834,80 €	123 580,25 €	121 318,62 €
<b>Annuiteetti</b>	78 311,98 €	76 545,35 €	74 411,80 €	60 756,55 €	46 977,65 €	44 720,81 €	42 466,51 €	40 211,96 €	37 950,33 €
<b>Nykyarvo</b>	870 702,93 €	851 060,82 €	827 339,23 €	675 514,90 €	522 315,69 €	497 223,28 €	472 159,11 €	447 092,15 €	421 946,46 €
<b>Sisäinen korkokanta</b>	15,4 %	15,2 %	14,9 %	13,1 %	11,2 %	10,9 %	10,6 %	10,2 %	9,9 %
<b>Korollinen takaisinmaksuaika [v]</b>	6,64	6,73	6,83	7,58	8,53	8,71	8,90	9,09	9,30
<b>Nettokassavirta (energiatuki)</b>	90 817,22 €	89 050,59 €	86 917,05 €	73 261,80 €	59 482,89 €	57 226,05 €	54 971,75 €	52 717,20 €	50 455,57 €
<b>Nykyarvo (energiatuki)</b>	1 009 741,08 €	990 098,97 €	966 377,38 €	814 553,05 €	661 353,84 €	636 261,43 €	611 197,26 €	586 130,30 €	560 984,61 €
<b>Sisäinen korkokanta (energiatuki)</b>	19,0 %	18,8 %	18,4 %	16,4 %	14,3 %	14,0 %	13,6 %	13,3 %	12,9 %
<b>Korollinen takaisinmaksuaika (energiatuki) [v]</b>	5,53	5,60	5,68	6,29	7,06	7,20	7,35	7,51	7,67

**Taulukko 2.** Herkkyystarkastelun tulokset kiinteän polttoaineen hinnan muutoksille sähkön enimmäistuotannolla. Taulukossa on esitetty erikseen tuettoman ja 15 % energiatuella tuettavan investoinnin kannattavuus. Lisäksi taulukossa on ilmoitettu tuotettavan sähkön megawattituntikohtaiset tuotot.

	20 %	15 %	10 %	5 %	0 %	-5 %	-10 %	-15 %	-20 %
<b>Kokonaistuotannon tuotto [€/MWh]</b>	20,78 €	22,07 €	23,37 €	24,67 €	25,97 €	27,27 €	28,56 €	29,86 €	31,16 €
<b>Omakäyttösähkön tuotto [€/MWh]</b>	44,36 €	45,66 €	46,96 €	48,26 €	49,56 €	50,85 €	52,15 €	53,45 €	54,75 €
<b>Myyntisähkön tuotto [€/MWh]</b>	1,76 €	3,06 €	4,36 €	5,66 €	6,96 €	8,25 €	9,55 €	10,85 €	12,15 €
<b>Nettokassavirta</b>	103 281,13 €	110 047,33 €	116 813,53 €	123 579,74 €	130 345,94 €	137 112,15 €	143 878,35 €	150 644,56 €	157 410,76 €
<b>Annuiteetti</b>	19 912,83 €	26 679,03 €	33 445,24 €	40 211,44 €	46 977,65 €	53 743,85 €	60 510,06 €	67 276,26 €	74 042,47 €
<b>Nykyarvo</b>	221 398,56 €	296 627,84 €	371 857,13 €	447 086,41 €	522 315,69 €	597 544,97 €	672 774,25 €	748 003,53 €	823 232,82 €
<b>Sisäinen korkokanta</b>	7,2 %	8,3 %	9,3 %	10,2 %	11,2 %	12,1 %	13,1 %	14,0 %	14,9 %
<b>Korollinen takaisinmaksuaika [v]</b>	11,34	10,48	9,74	9,09	8,53	8,04	7,60	7,20	6,85
<b>Annuiteetti (energiatuki)</b>	32 418,07 €	39 184,28 €	45 950,48 €	52 716,69 €	59 482,89 €	66 249,10 €	73 015,30 €	79 781,51 €	86 547,71 €
<b>Nykyarvo (energiatuki)</b>	360 436,71 €	435 665,99 €	510 895,28 €	586 124,56 €	661 353,84 €	736 583,12 €	811 812,40 €	887 041,68 €	962 270,97 €
<b>Sisäinen korkokanta (ener- giatuki)</b>	9,9 %	11,1 %	12,2 %	13,3 %	14,3 %	15,4 %	16,4 %	17,4 %	18,4 %
<b>Korollinen takaisinmaksuaika (energiatuki) [v]</b>	9,28	8,60	8,02	7,51	7,06	6,66	6,30	5,98	5,70

**Taulukko 3.** Herkkyystarkastelun tulokset ostettavan sähkön hinnan muutoksille sähkön enimmäistuotannolla. Taulukossa on esitetty erikseen tuettoman ja 15 % energiatuella tuettavan investoinnin kannattavuus. Lisäksi taulukossa on ilmoitettu tuotettavan sähkön megawattituntikohtaiset tuotot.

	20 %	15 %	10 %	5 %	0 %	-5 %	-10 %	-15 %	-20 %
<b>Kokonaistuotannon tuotto [€/MWh]</b>	29,77 €	28,82 €	27,87 €	26,92 €	25,97 €	25,02 €	24,07 €	23,12 €	22,17 €
<b>Omakäyttö-sähkön tuotto [€/MWh]</b>	58,08 €	55,95 €	53,82 €	51,69 €	49,56 €	47,43€	45,30 €	43,17 €	41,04 €
<b>Myyntisähkön tuotto [€/MWh]</b>	6,96 €	6,96 €	6,96 €	6,96 €	6,96 €	6,96 €	6,96 €	6,96 €	6,96 €
<b>Nettokassavirta</b>	150 163,46 €	145 209,08 €	140 254,70 €	135 300,32 €	130 345,94 €	125 391,56 €	120 437,18 €	115 482,80 €	110 528,42 €
<b>Annuiteetti</b>	66 795,17 €	61 840,79 €	56 886,41 €	51 932,03 €	46 977,65 €	42 023,27 €	37 068,89 €	32 114,51 €	27 160,13 €
<b>Nykyarvo</b>	742 654,55 €	687 569,84 €	632 485,12 €	577 400,41 €	522 315,69 €	467 230,97 €	412 146,26 €	357 061,54 €	301 976,82 €
<b>Sisäinen korkokanta</b>	13,9 %	13,2 %	12,6 %	11,9 %	11,2 %	10,5 %	9,8 %	9,1 %	8,3 %
<b>Korollinen takaisinmaksuaika [v]</b>	7,23	7,52	7,83	8,17	8,53	8,94	9,38	9,87	10,42
<b>Annuiteetti (energiatuki)</b>	79 300,41 €	74 346,03 €	69 391,65 €	64 437,27 €	59 482,89 €	54 528,51 €	49 574,13 €	44 619,75 €	39 665,37 €
<b>Nykyarvo (energiatuki)</b>	881 692,70 €	826 607,99 €	771 523,27 €	716 438,56 €	661 353,84 €	606 269,12 €	551 184,41 €	496 099,69 €	441 014,97 €
<b>Sisäinen korkokanta (ener- giatuki)</b>	17,3 %	16,6 %	15,8 %	15,1 %	14,3 %	13,5 %	12,8 %	12,0 %	11,2 %
<b>Korollinen takaisinmaksuaika (energiatuki) [v]</b>	6,01	6,24	6,49	6,76	7,06	7,38	7,73	8,13	8,56



**Taulukko 4.** Herkkyystarkastelun tulokset myytävän sähkön hinnan muutoksille sähkön enimmäistuotannolla. Taulukossa on esitetty erikseen tuettoman ja 15 % energiatuella tuettavan investoinnin kannattavuus. Lisäksi taulukossa on ilmoitettu tuotettavan sähkön megawattituntikohtaiset tuotot.

	20 %	15 %	10 %	5 %	0 %	-5 %	-10 %	-15 %	-20 %
<b>Kokonaistuotannon tuotto [€/MWh]</b>	29,67 €	28,74 €	27,82 €	26,89 €	25,97 €	25,04 €	24,12 €	23,19 €	22,27 €
<b>Omakäyttösähkön tuotto [€/MWh]</b>	49,56 €	49,56 €	49,56 €	49,56 €	49,56 €	49,56 €	49,56 €	49,56 €	49,56 €
<b>Myyntisähkön tuotto [€/MWh]</b>	13,64 €	11,97 €	10,30 €	8,63 €	6,96 €	5,29 €	3,61 €	1,94 €	0,27 €
<b>Nettokassavirta</b>	149 636,38 €	144 813,77 €	139 991,16 €	135 168,55 €	130 345,94 €	125 523,33 €	120 700,72 €	115 878,12 €	111 055,51 €
<b>Annuiteetti</b>	66 268,08 €	61 445,48 €	56 622,87 €	51 800,26 €	46 977,65 €	42 155,04 €	37 332,43 €	32 509,82 €	27 687,21 €
<b>Nykyarvo</b>	736 794,23 €	683 174,60 €	629 554,96 €	575 935,33 €	522 315,69 €	468 696,05 €	415 076,42 €	361 456,78 €	307 837,15 €
<b>Sisäinen korkokanta</b>	13,8 %	13,2 %	12,5 %	11,9 %	11,2 %	10,5 %	9,8 %	9,1 %	8,4 %
<b>Korollinen takaisinmaksuaika [v]</b>	7,26	7,54	7,84	8,17	8,53	8,93	9,36	9,83	10,36
<b>Annuiteetti (energiatuki)</b>	78 773,33 €	73 950,72 €	69 128,11 €	64 305,50 €	59 482,89 €	54 660,28 €	49 837,67 €	45 015,06 €	40 192,46 €
<b>Nykyarvo (energiatuki)</b>	875 832,38 €	822 212,75 €	768 593,11 €	714 973,48 €	661 353,84 €	607 734,20 €	554 114,57 €	500 494,93 €	446 875,30 €
<b>Sisäinen korkokanta (ener- giatuki)</b>	17,2 %	16,5 %	15,8 %	15,1 %	14,3 %	13,6 %	12,8 %	12,0 %	11,2 %
<b>Korollinen takaisinmaksuaika (energiatuki) [v]</b>	6,03	6,26	6,50	6,77	7,06	7,37	7,72	8,09	8,51

**Taulukko 5.** Herkkyystarkastelun tulokset syöttötariffin arvon muutoksille sähkön enimmäistuotannolla. Taulukossa on esitetty erikseen pelkällä syöttötariffilla ja syöttötariffilla sekä 15 % energiatuella tuettavan investoinnin kannattavuus. Lisäksi taulukossa on ilmoitettu tuotettavan sähkön megawattituntikohtaiset tuotot.

	0%	-10 %	-20 %	-30 %	-40 %	-50 %	-60 %	-70 %	-80 %
<b>Kokonaistuotannon tuotto [€/MWh]</b>	35,93 €	34,94 €	33,94 €	32,94 €	31,95 €	30,95 €	29,95 €	28,96 €	27,96 €
<b>Omakäytösähkön tuotto [€/MWh]</b>	49,56 €	49,56 €	49,56 €	49,56 €	49,56 €	49,56 €	49,56 €	49,56 €	49,56 €
<b>Myyntisähkön tuotto [€/MWh]</b>	24,96 €	23,16 €	21,36 €	19,56 €	17,76 €	15,96 €	14,16 €	12,36 €	10,56 €
<b>Nettokassavirta</b>	182 295,05 €	177 100,14 €	171 905,23 €	166 710,32 €	161 515,41 €	156 320,50 €	151 125,59 €	145 930,68 €	140 735,76 €
<b>Annuiteetti</b>	98 926,76 €	93 731,85 €	88 536,94 €	83 342,02 €	78 147,11 €	72 952,20 €	67 757,29 €	62 562,38 €	57 367,47 €
<b>Nykyarvo</b>	1 099 906,02 €	1 042 146,99 €	984 387,96 €	926 628,92 €	868 869,89 €	811 110,86 €	753 351,82 €	695 592,79 €	637 833,76 €
<b>Sisäinen korkokanta</b>	18,0 %	17,4 %	16,7 %	16,1 %	15,4 %	14,7 %	14,0 %	13,3 %	12,6 %
<b>Korollinen takaisinmaksuaika [v]</b>	5,80	5,99	6,19	6,41	6,65	6,90	7,18	7,47	7,80
<b>Annuiteetti (energiatuki)</b>	111 432,00 €	106 237,09 €	101 042,18 €	95 847,27 €	90 652,36 €	85 457,45 €	80 262,54 €	75 067,63 €	69 872,71 €
<b>Nykyarvo (energiatuki)</b>	1 238 944,17 €	1 181 185,14 €	1 123 426,11 €	1 065 667,07 €	1 007 908,04 €	950 149,01 €	892 389,97 €	834 630,94 €	776 871,91 €
<b>Sisäinen korkokanta (ener- giatuki)</b>	22,0 %	21,2 %	20,5 %	19,7 %	19,0 %	18,2 %	17,5 %	16,7 %	15,9 %
<b>Korollinen takaisinmaksuaika (energiatuki) [v]</b>	4,84	5,00	5,16	5,34	5,53	5,74	5,96	6,20	6,46